88

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE

EXAMEN DE L'ACTIVITÉ

RAPPORT ANNUEL

Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada
Petroleum Monitoring Agency Canada

Canada

88-00419/

L'INDUSTRIE CANADIENNE DU PÉTROLE
EXAMEN DE L'ACTIVITÉ
1986

AGENCE DE SURVEILLANCE DU SECTEUR PÉTROLIER
CANADA

On peut se procurer des exemplaires à la
Direction des communications
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Also available in English

© Minister of Supply and Services Canada 1987

Cat. No. M27-22/1986-2E

ISBN 0-662-15539-4

Petroleum Monitoring Agency Canada
Agence de surveillance du secteur pétrolier Canada

L'honorable Marcel Masse
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai le plaisir de vous soumettre le présent rapport qui décrit le rendement financier de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel durant l'année 1986.

Dans l'ensemble, les résultats financiers de l'année 1986 témoignent du "pire ralentissement" noté dans notre Examen de l'activité du premier semestre. Les bénéfices nets ont diminué de 190 pour cent ou 5,5 milliards de dollars, soit une perte de 2,6 milliards de dollars. D'autre part, les ressources d'autofinancement et les dépenses nettes de capital de l'industrie ont diminué du tiers pour atteindre les 7,5 et 6,7 milliards de dollars respectivement .

Le facteur déterminant, responsable de la baisse générale du rendement financier de l'industrie pétrolière, est l'effondrement, à l'échelle mondiale, du prix du pétrole brut. Celui-ci a entraîné de fortes réductions de la valeur des actifs surtout des sociétés sous contrôle canadien, à la suite de l'application des nouvelles directives de l'Institut canadien des comptables agréés touchant les sociétés qui utilisent la méthode de capitalisation du coût entier des activités en amont.

Les fortes réductions de la valeur des actifs, comme celles connues en 1986 et 1985, devraient au cours des prochaines années faire augmenter les profits tout en réduisant les frais d'épuisement et de dépréciation. Étant donné les prix actuels, l'abolition plus tôt que prévue de la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) et les réductions des taux provinciaux des redevances ont fortement contribué à ramener la rentabilité de la production de pétrole provenant de l'industrie au niveau atteint en 1985. Néanmoins, en 1987, le gaz naturel est toujours touché par la détérioration des prix et du marché à l'exportation.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

George A. Reinecke
Directeur de la surveillance

Le 6 juillet 1987

Canada

NOUVEAUTÉS ET PARTICULARITÉS

De nouveaux renseignements apparaissent dans le rapport de surveillance et ce dernier devrait être lu en tenant compte de certaines réserves.

NOUVEAUTÉS

- Le rapport présente un nouveau chapitre 2, **Sources et Affectations de Fonds**. Dans le passé, des chapitres séparés traitaient des sources de fonds, telles que déclarées par des sociétés en se basant sur des chiffres nets et les affectations de fonds (anciens chapitre 2 et 3), le nouveau chapitre présente une consolidation des sources nettes de fonds de l'industrie dans l'ensemble.

- Une note d'orientation de l'Institut canadien des comptables agréés applicable aux sociétés utilisant la méthode de capitalisation du coût entier fut adoptée en 1986 par plusieurs sociétés, surtout des sociétés sous contrôle canadien. On se référera souvent à la note dans ce rapport; une explication de cette note se trouve à l'annexe F.

PARTICULARITÉS

- Le développement majeur en 1986 influençant les recettes de l'industrie pétrolière, les bénéfices nets, les ressources d'autofinancement et le rendement financier de façon importante fut dans l'ensemble, la forte diminution des prix du pétrole brut, qui est passé de 33$ le baril en janvier à 14,60$ le baril en juillet pour se stabiliser à 20 et 22 $ le baril à la fin de l'année. Ceci démontre une diminution de 29 % des recettes totales de l'industrie, une chute de 5,5 milliards de dollars des bénéfices nets, indiquant une perte de 2,6 milliards de dollars, et une diminution des ressources d'autofinancement de 4 milliards de dollars.

- Le fait de suivre les notes de l'Institut canadien des comptables agréés faisant appel à la méthode de comptabilité du coût entier a touché les bénéfices nets de l'industrie et le bilan en 1986. Globalement, il en est résulté une réduction de la valeur d'actifs de 2,4 milliards de dollars du secteur en amont et à l'étranger, représentant 2,8 % du total de l'actif de l'industrie ou 4,9 % de l'actif des sociétés sous contrôle canadien.

- Des comparaisons entre les résultats de 1986 et 1985 sont grandement influencées par les actions de quelques sociétés importantes dont:

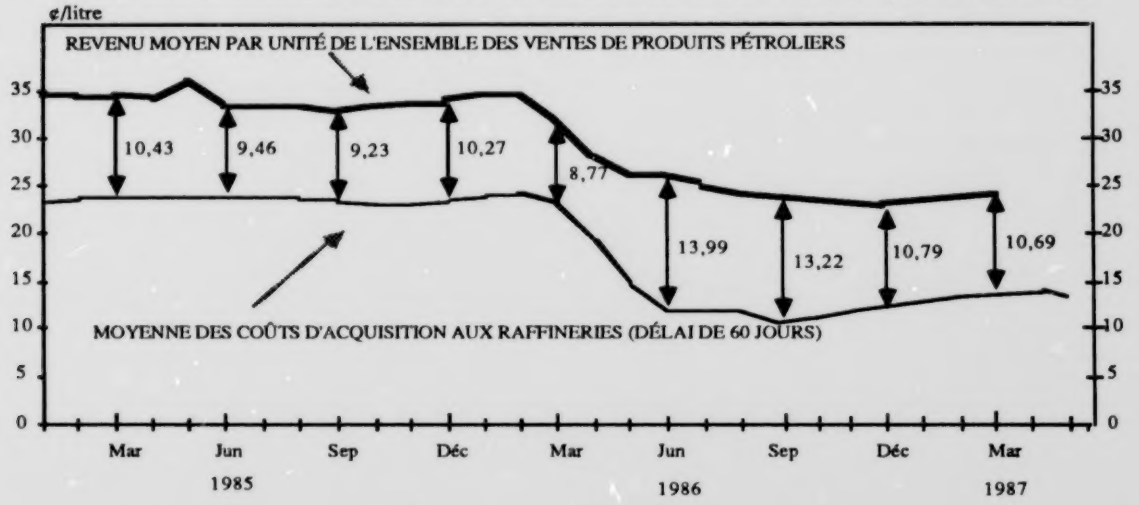
  - un paiement de dividendes de 500 millions de dollars fut effectué par une société sous contrôle étranger se rapportant à plusieurs années de gains au cours desquelles aucun dividende n'a été versé. Ce versement s'est ressenti du report d'un projet majeur, et
  - une autre grande entreprise sous contrôle étranger a modifié sa structure de capital en créant une dette de près de 500 millions de dollars avec la société-mère--donc une réduction de l'avoir des actionnaires d'un montant semblable fut réalisé avec un paiement extraordinaire de dividendes.

  Ces événements ont de grandes conséquences sur certains aspects du rendement de l'industrie et ont donc été signalés ci-dessus plutôt que de les répéter dans le texte.

Suite

- En 1985, une période relativement stable pour les prix du pétrole brut, la différence entre la moyenne des prix des produits (exception faite des taxes) et celle des coûts d'acquisition du pétrole brut aux raffineries a varié entre 9 et 10 cents le litre, entraînant un rendement moyen du capital utilisé de 1,4 % par année. Au début de 1986, lorsque les prix du pétrole brut ont tombé brusquement, les prix des produits ont chuté avant que les inventaires de produits à coûts élevés furent épuisés. Donc, les marges moyennes ont chuté à 8,77 cents du litre en mars 1986. Cependant, en juin 1986 les marges avaient retrouvé leurs niveaux de fin d'année 1985, et même les avaient dépassés. Cette amélioration s'est maintenue pour le reste de l'année et le rendement moyen sur le capital utilisé était dans l'ensemble de 6,7 % pour 1986. Cependant, le taux moyen de rendement des cinq dernières années (c'est-à-dire jusqu'à 1986) a baissé à 3 % comparativement à 3,7 % pour la période 1981 à 1985 (Annexe A tableau 10).

COÛTS CANADIENS DES ACQUISITIONS CONTRE LES PRIX DES PRODUITS



SOURCE: **Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole**

- L'industrie canadienne du pétrole se réorganisa en 1986 à la suite de l'achat et de la vente d'éléments d'actif et la finalisation des prises de contrôle, dont quelques-unes avaient été anmorcées en 1985. On signale en particulier:
  - Asamera Inc. a acheté Unicorp Resources Ltd.
  - Petro-Canada Inc. a acheté la raffinerie de Gulf Canada à Edmonton
  - Ultramar Canada Inc. a acheté les actifs en aval du Québec et de l'Atlantique de Gulf Canada
  - Norcen Energy Ltd. a acheté Superior Propane Ltd.
  - Hees International Ltd. a acheté 41% des parts de Norcen Energy Ltd.
  - Merland Exploration Ltd. s'est fusionnée à North Canadian Oils Ltd.
  - Ranger Oil Ltd. s'est fusionnée à Canadian and Oriental Oil Ltd.
  - Gulf Canada Ltd. a acquis une participation majoritaire sur Hiram Walker Resources Ltd.
  - Interprovincial Pipe Line Ltd. a acheté Home Oil Ltd. (une filiale de Hiram Walker Resources Ltd.) de Gulf Canada Ltd.

Suite

- En novembre 1986 la société Mobil Oil Canada Ltée a acheté, de la société mère américaine, toutes les actions émises et en circulation de la société Canadian Superior Oil Ltd. en versant une somme de 3 milliards de dollars. Cependant, cette transaction fut considérée comme si elle s'était déroulée en juin 1984 lorsque Mobil Corporation a acquis le contrôle de la société Superior Oil de Houston (qui en juin 1984 était la seule actionnaire de la société Canadian Superior Oil Ltée). Tous les montants ont été réajustés de façon rétroactive afin de refléter la continuité des intérêts.(1)

- Le 8 septembre 1986, le gouvernement fédéral annonçait que la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières serait abolie et ce, à compter du 1er octobre 1986, soit 27 mois plus tôt que prévu. La décision fut prise à la suite de la déterioration de la situation financière de l'industrie pétrolière, détérioration qui a suivi l'effondrement au début de 1986 des prix du pétrole.

  L'élimination plus tôt que prévue de la taxe, le 1er octobre 1986, a augmenté les ressources d'autofinancement au cours des 3 derniers mois de 1986, d'environ 200 millions de dollars et d'à peu près 1 milliard de dollars jusqu'à la fin 1988, le tout en prenant pour acquis que le prix moyen du pétrole est de 15 dollars U.S. le baril. L'impact de cette augmentation auprès de l'industrie pétrolière en ce qui a trait aux perspectives de réinvestissement a été l'objet d'un rapport spécial par l'Agence.(2)

- L'Annexe A-1 intitulée Revue de l'année rend compte des faits saillants de 1986 et du début de 1987.

- Plusieurs statistiques apparaissant dans le corps du texte ont été arrondies afin d'en faciliter la lecture. Cependant, les changements de pourcentage ont été calculés au moyen de chiffres présentés à l'annexe B.

- 131 sociétés ont fait leur rapport à l'ASSP (voir liste au dos de la couverture) mais le document est basé sur 124 sociétés. Sept compagnies sont exclues à cause du manque de données comparables à l'année précédente.

---

(1) Les renseignements donnés sont autorisés par la compagnie.
(2) Rapport sur la Taxe sur les recettes pétrolières et gazières, l'ASSP, mai 1987.

L'EXAMEN DE L'ACTIVITÉ 1986
TABLE DES MATIÈRES

	Page
RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS	i
1 - RENDEMENT FINANCIER	1-1
ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	1-1
SECTEUR AMONT	1-8
SECTEUR AVAL	1-9
AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA	1-10
ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER	1-10
2 - SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS	2-1
VUE D'ENSEMBLE	2-1
SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS (BRUTS)	2-2
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	2-3
LE PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER	2-4
DÉPENSES DE CAPITAL	2-5
TAUX DE RÉINVESTISSEMENT	2-7
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	2-8
3 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES	3-1
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS	3-1
DÉPENSES DE CAPITAL	3-2
4 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS	4-1
PART DE L'INDUSTRIE	4-3
PART DES PROVINCES	4-3
PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	4-3
5 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE	5-1
6 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1982 À 1986	6-1
TENDANCES PRINCIPALES	6-2

LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableau		Page
1	Aperçu de l'activité	1-1
2	Bénéfices nets par secteur et segment	1-3
3	Taux de rendement par secteur et segment	1-4
4	Bénéfices nets par groupe de sociétés	1-6
5	Rendement financier par secteur	1-7
6	Marges bénéficiaires brutes: raffinage et commercialisation	1-9
7	Sources et affectations de fonds (net)	2-1
8	Catégories choisies des sources et affectations de fonds	2-2
9	Ressources d'autofinancement, par secteur et par type de sociétés	2-3
10	Subventions du PESP par région et par secteur	2-4
11	Dépenses de capital	2-5
12	Comparaison des dépenses de capital - Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	3-2
13	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	4-2
14	Participation et contrôle par pays et par secteur	5-2
15	Résumé quinquennal de l'activité, de 1982 à 1986	6-1

Graphique		
1	Comparaison des frais d'intérêt et du revenu avant impôt	1-5
2	Dépenses d'exploration au Canada	2-6
3	Taux de réinvestissement	2-7
4	Comparaison des paiements de dividendes et bénéfices nets	2-8
5	Comparaison des bénéfices nets--Industrie pétrolière et toutes les autres industries non financières	3-1
6	Partage des recettes entre l'industrie et les gouvernements	4-1
7	Participation et contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière	5-1

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien : 1974 à 1987	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien : 1978 à 1987	A-4
5	Pétrole brut - Moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région - Moyenne des coûts de transport à partir d'Edmonton	A-5
6	Moyenne des prix nets des produits pétroliers pour certains des principaux produits et des catégories commerciales par région	A-6
7	Prix des produits pétroliers pour certains des principaux produits vendus aux détaillants privés de produits de marque	A-7
8	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-8
9	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôts 1986	A-9
10	Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	A-10
11	Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries	A-11
12	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-12
13	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-13
14	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-14
15	Taux de réinvestissement	A-15
16	Paiements de dividendes	A-16
17	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	A-17
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et des dépenses	B-1
2	Rendement financier par principaux secteurs d'activités	B-8
3	Sources et affectations des fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	État des revenues et dépenses: 1982 à 1986	B-17
10	Sources et affectations des fonds: 1982 à 1986	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1
E	**RECETTES EN AVAL ET MÉTHODES D'ÉVALUATION DES STOCKS**	E-1
F	**SOMMAIRE DES NOTES D'ORIENTATION DE L'I.C.C.A.**	F-1

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS

RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉS TOTALES

- Bénéfices: Les bénéfices nets de toutes les activités ont diminué de 190 % ou 5,5 milliards de dollars passant d'un gain de 2,9 milliards de dollars en 1985 à une perte de 2,6 milliards de dollars en 1986 à cause de l'effondrement des prix internationaux du pétrole; l'industrie entière en a donc été influencée de deux manières:

  1. les recettes de la production de pétrole et de gaz naturel pour l'année en cours furent considérablement diminuées, tel que démontré par une chute de 4, 3 milliards de dollars (45 %) des ressources d'autofinancement en amont.
  2. la valeur comptable des propriétés de pétrole et de gaz naturel au Canada et à l'étranger fut réduite afin de refléter la baisse des prix et une diminution de la valeur des réserves conformément aux notes d'orientation de l'I.C.C.A.

  Les ressources d'autofinancement tirées de l'ensemble des activités, qui ne sont pas affectées par les sommes radiées, ont diminué de 4 milliards de dollars (34 %) pour atteindre les 7,5 milliards de dollars.

- Comparaison entre des sociétés sous contrôle canadien et celles sous contrôle étranger: Les sociétés sous contrôle étranger ont enregistré une baisse de bénéfices nets de 1,1 milliard de dollars pour atteindre 1 milliard de dollars en 1986. La diminution dans le secteur amont a compensé pour les améliorations dans tous les autres segments des activités.

  Les sociétés sous contrôle canadien ont enregistré une baisse de 4,5 milliards de dollars dans leurs bénéfices nets pour une perte se chiffrant à 3,7 milliards de dollars. La diminution évidente dans tous les segments des activités, à l'exception du secteur aval, était quatre fois plus élevée que la diminution enregistrée par les sociétés sous contrôle étranger.

- Taux de rendement: L'impact combiné de la baisse des prix du pétrole brut et la mise en application des notes d'orientation de l'I.C.C.A. ont produit comme résultats un moins 7,1 % pour le taux de rendement sur l'avoir propre des actionnaires pour 1986, en comparaison à un plus 7 % en 1985. Le taux de rendement sur le capital utilisé en 1986 était à moins 0,7 %, contre un plus 5,2 % en 1985.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

L'ACTIVITÉ EN AMONT

- Les recettes totales en amont ont diminué de 40 %, à 16,9 milliards de dollars à cause d'une baisse des prix à la tête de puits et une diminution de 1 % dans la production de pétrole brut. Les bénéfices nets en amont, particulièrement touchés par la baisse des prix et les sommes radiées, ont chuté de 4,7 milliards de dollars soit une perte de 1,8 milliard de dollars. Une réduction des taxes à la production et des redevances a partiellement compensé pour la diminution des revenus. Le taux de rendement du capital utilisé en 1986 était à moins 0,9 % contre 7,3 % en 1985. Les ressources d'autofinancement en amont ont diminué de 45 % ou 4,3 milliards de dollars pour passer à 5,2 milliards de dollars.

L'ACTIVITÉ EN AVAL

- Les recettes totales en aval ont diminué de 23 % pour s'établir à 26,4 milliards de dollars puisque les prix moins élevés des matières premières se sont traduits par une baisse du prix des produits. Cependant, les bénéfices nets ont augmenté à 805 millions de dollars des 215 millions de dollars qu'ils étaient en 1985; les marges bénéficiaires se sont améliorées car la rationalisation des activités dans le secteur du raffinage et de la mise en marché ont mené à une plus grande utilisation de la capacité et à une amélioration de la productivité. Le taux de rendement du capital utilisé a atteint 6,7 % en 1986, en comparaison à 1,4 %pour 1985.

SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

- Les ressources d'autofinancement provenant de l'ensemble de l'activité ont diminué de 34 % pour atteindre les 7,5 milliards de dollars en 1986. Il y eut des diminutions majeures de 45 % et de 36 % pour l'activité en amont et des activités à l'étranger respectivement; cela a plus que compensé pour l'augmentation de 52 % en aval, et l'augmentation de 6 % pour d'autres activités au Canada.

SOURCES EXTERNES DE FONDS

- Les sources externes de fonds nettes pour l'industrie ont diminué de 0,7 milliard de dollars ou 44 % pour atteindre 0,9 milliard de dollars en 1986. Le remboursement de dettes à long terme a dépassé l'émission de nouvelles dettes, alors que les nouvelles participations, nettes des rachats, de 1,5 million de dollars en 1986 étaient comparables aux 1,4 milliard de dollars en 1985.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

AFFECTATIONS DISCRÉTIONNAIRES

- En 1986, l'industrie a réduit ses dépenses de capital nettes de 33 % pour atteindre 6,7 milliards de dollars; la baisse marquée des prix du pétrole brut a provoqué une détérioration des perspectives de réinvestissement. Les paiements de dividendes ont augmenté de 760 millions pour atteindre 2,5 milliards de dollars. Le surplus de la catégorie "Toutes autres affectations " sur "Toutes autres sources" s'explique par des achats considérables des avoirs d'autres sociétés. La réduction nette du fonds de roulement de 2,9 milliards de dollars en 1986 a dépassé les 700 millions de dollars pour 1985.

- Les subventions du PESP: Les sociétés déclarantes avaient évalué les subventions du PESP à 800 millions de dollars--une diminution de moitié en comparaison avec 1985--démontrant la disparition graduelle du programme et un ralentissement des activités d'exploration.

DÉPENSES DE CAPITAL

- Les dépenses totales de capital en 1986 se chiffrent à 7,8 milliards de dollars, et montrent une réduction de 35 % par rapport à l'année 1985. Ceci est le résultat d'une diminution de 32 % des dépenses au Canada en plus d'une diminution de 61 % des dépenses à l'étranger. Les dépenses en amont, représentant 79 % du total, ont baissé de 34 %, pour atteindre 6,1 milliards de dollars.

- Dépenses d'exploration au Canada: Les dépenses de capital de 3,2 milliards de dollars en 1986 étaient en baisse de 35 % par rapport aux 4,9 millions de 1985. Les dépenses d'exploration ont diminué de 33 % dans les provinces et de 37 % dans les Terres du Canada. Ces dernières représentaient 37 % du total de 1986, en comparaison à 39 % en 1985. Les sociétés sous contrôle étranger ont réduit leurs dépenses de 25 % contre une baisse de 39 % pour les sociétés sous contrôle canadien.

- Dépenses en aval: Les dépenses en aval ont chuté de 16 % pour s'établir à 795 millions de dollars en 1986, comparativement à 1985. Des dépenses accrues pour les usines pétrochimiques furent plus que compensées par la baisse des sommes consacrées aux raffineries, aux pipe-lines et aux points de vente.

TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

- Les dépenses nettes de capital ont absorbé 89 % des ressources d'autofinancement de l'industrie en 1986, une hausse de 2 points de pourcentage en rapport avec 1985. Les dépenses de capital en amont ont totalisé 97 % des ressources d'autofinancement tirées des activités en amont, une hausse de 20 points de pourcentage comparativement à 1985.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

DIVIDENDES

- Les dividendes ont augmenté de 42 % pour se chiffrer à 2,5 milliards de dollars en 1986. Tandis que les dividendes des sociétés sous contrôle canadien ont accusé une baisse de 31 % pour atteindre 570 millions de dollars, les sociétés sous contrôle étranger ont plus que doublé leurs paiements de dividendes pour atteindre 2 milliards de dollars. Les grands producteurs de pétrole et de gaz naturel ont enregistré la plus grosse augmentation de paiements de dividendes qui se sont accrus de 915 millions de dollars pour atteindre 1,7 milliard de dollars en 1986.

RENDEMENT COMPARATIF: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

BÉNÉFICES NETS

- Selon les données de Statistiques Canada, les bénéfices nets de l'industrie pétrolière tirés de ses activités au Canada, excluant les résultats des sociétés d'État, ont baissé d'un gain de 3,6 milliards de dollars en 1985 pour accuser une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986, en comparaison avec une augmentation de 11 % pour toutes les autres industries non financières au Canada. Néanmoins, les pertes subies par l'industrie pétrolière pour 1986 ont entraîné une baisse de 24 % des bénéfices nets de toutes les industries non financières comparativement au niveau atteint en 1985.

DÉPENSES DE CAPITAL

- En 1986, les dépenses de capital de l'industrie pétrolière au Canada ont diminué de 31 % en comparaison avec l'année 1985. Les dépenses de capital pour les autres industries non financières ont augmenté de 13 % pour la même période, avec comme résultat que l'industrie pétrolière représentait 20 % de l'industrie totale en 1986 en comparaison avec 30 % pour l'année 1985.

PARTAGE DES RECETTES: L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes totales disponibles au partage en 1986 ont diminué de plus de la moitié pour se chiffrer à 12 milliards de dollars en 1986. Même si la part de l'industrie s'est élevée de 54 % en 1985 à 69,6 % en 1986--causée en grande partie par la diminution et l'éventuelle disparition de la TRPG, ainsi que d'une baisse des redevances et des taxes--sa part en terme de dollars a baissé de 4,8 milliards de dollars pour se chiffrer à 8,3 milliards de dollars.

RÉSUMÉ DES FAITS SAILLANTS (suite)

La part du gouvernement fédéral sur les recettes disponibles se chiffrait à 4,6 % ou 560 millions de dollars, une baisse par rapport au 16,2 % ou 4 milliards de dollars en 1985. L'abolition plus tôt que prévue de la TRPG et une baisse des impôts sur le revenu des sociétés furent les raisons principales du déclin. La part des gouvernements provinciaux a diminué à 25,8 % des recettes totales pour 1986, en comparaison avec 29,7 % en 1985--principal résultat d'une baisse de redevances et d'une remise d'impôts plus élevée sous forme de Crédit d'impôts au titre de redevances en Alberta.

TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

D'après les recettes du secteur amont la participation canadienne dans l'industrie pétrolière a accusé une baisse fractionnaire en 1986 à 47,7 %, de 47,9 % qu'elle était à la fin de 1985. Le contrôle canadien des recettes en amont a augmenté de 0,5 point de pourcentage pour atteindre 48,8 %. La participation et le contrôle canadiens pour toutes les recettes reliées au pétrole en amont et en aval ont diminué de 3,2 et 2,6 points de pourcentage en 1986 en comparaison avec l'année 1985, pour atteindre 45 % et 40,1 % respectivement, ceux-ci proviennent principalement de la vente d'actifs en aval par une société sous contrôle canadien à une entreprise sous contrôle étranger.

RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ DE 1982 À 1986

Tendances dignes de mention:

1. Les recettes ont diminué de 17 % pour se chiffrer à 47 milliards de dollars de 1982 à 1986, représentant dans l'ensemble un taux annuel de décroissance de près de 5%.

2. Les bénéfices nets qui ont atteint leur apogée de 3,7 milliards de dollars en 1984, ont chuté à leurs point le plus bas en 1986 pour une perte évaluée à 2,5 milliards de dollars.

3. Les ressources d'autofinancement en 1986 se chiffraient à 7,4 milliards de dollars, représentant environ 16 % des recettes. Ce pourcentage atteint en 1986, se compare au 17 % enregistré au cours des deux années précédentes alors que les recettes étaient 50 % plus élevées.

4. Les dépenses de capital ont atteint un maximum en 1985, soit 10,7 milliards de dollars, chutant ensuite au point le plus bas sur une période de cinq ans, à 7,7 milliards de dollars pour l'année 1986.

5. Les paiements de dividendes ont plus que doublé durant les années 1982 à 1986, pour atteindre 2,5 milliards de dollars en 1986.

1 - RENDEMENT FINANCIER

ACTIVITÉ GLOBALE: BÉNÉFICES NETS ET RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les bénéfices nets tirés des activités globales ont diminué de 190 % ou 5,5 milliards de dollars, de 2,9 milliards de dollars en 1985 à une perte de 2,6 milliards en 1986. La diminution résulte en bonne partie de l'effondrement des prix du pétrole à l'échelle mondiale au cours du premier semestre de 1986 (voir page 1-8). L'industrie du pétrole a donc été touchée de deux façons:

- Les bénéfices de la production annuelle de pétrole et de gaz naturel ont diminué considérablement, tel que démontré par la diminution de 45 % ou 4,3 milliards de dollars dans les ressources d'autofinancement en amont (voir page 1-7).
- La valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger a été réduite, reflétant ainsi la baisse des prix et de la valeur des réserves en conformité avec les notes d'orientation de l'I.C.C.A.(1)

  Les sommes radiées ont été présentées en 1986 comme:

  a) une augmentation de 0,9 milliard de dollars des frais en amont de l'année courante imputés à la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement, et

  b) une réduction de la valeur des actifs évaluée à 2,4 milliards de dollars en ce qui concerne les activités en amont au Canada et à l'étranger.

Pour contrer partiellement les facteurs négatifs, l'impôt reporté a été réduit de 1,7 milliard de dollars et les bénéfices du secteur aval ont augmenté de 600 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement pour l'ensemble de l'industrie, non touchées par des frais sur la réduction de la valeur de l'actif et des frais hors-caisse, ont chuté de 34 % ou 4 milliards de dollars pour se chiffrer à 7,5 milliards de dollars en 1986.

Tableau 1. APERÇU DE L'ACTIVITÉ[a]

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de dollars			(%)
RECETTES TOTALES	66,4	47,3	(19,1)	(29)
moins: Frais d'exploration	9,7	9,3	(0,4)	(5)
Frais d'intérêt	2,5	2,7	0,2	12
Taxes et redevances (sans l'impôt sur le revenu)	10,8	6,6	(4,2)	(39)
Autres dépenses en espèces	28,8	20,2	(8,6)	(30)
Impôt sur le revenu - fédéral	2,6	0,9	(1,7)	(65)
- provincial	0,5	0,1	(0,4)	(88)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	**11,5**	**7,5**	**(4,0)**	**(34)**
moins: Réductions de la valeur de l'actif[b]	5,8	6,7	0,9	16
Impôts reportés	1,7	-	(1,7)	-
Gains inhabituels (pertes)	(1,1)	(3,4)	(2,3)	-
BÉNÉFICES NETS	**2,9**	**(2,6)**	**(5,5)**	**(190)**

NOTA: (a) Le total peut ne pas être exact, les chiffres étant arrondis. Voir le tableau 5 (page 1,7) pour la ventilation par secteur d'activité.

(b) La rubique "réduction de la valeur de l'actif" est constituée de frais non financiers et de dépenses d'exploration et de mise en valeur imputées aux activités courantes.

(1) Pour des précisions à l'égard des notes d'orientation de l'I.C.C.A., voir l'annexe F.

a. Bénéfices nets par secteur

La baisse des prix du pétrole brut en 1986 a touché plus sévèrement les sociétés sous contrôle canadien que les sociétés sous contrôle étranger. Les sociétés sous contrôle canadien, faisant usage surtout de la méthode de capitalisation du coût entier, ont été amenées en vertu des notes d'orientation de l'I.C.C.A. à rendre compte des réductions de la valeur de l'actif de façon à amener la valeur comptable des propriétés pétrolières et gazières en rapport avec la baisse des prix du pétrole. Par conséquent, les bénéfices nets des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 4,5 milliards de dollars pour enregistrer une perte de 3,7 milliards de dollars en 1986, tandis que les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger se chiffrent avantageusement à 1 milliard de dollars, et cela en dépit d'une diminution de moitié.

Les sociétés sous contrôle canadien ont déclaré des pertes dans tous les segments de leurs activités sauf pour celle reliée au secteur aval, laquelle rend compte d'une augmentation en 1986 de 320 millions de dollars, totalisant des bénéfices de 330 millions de dollars. Par ailleurs, les activités du secteur amont ainsi que celles des autres activités au Canada et à l'étranger montrent des diminutions de profits évaluées respectivement à 3,2 milliards de dollars, 600 millions de dollars et 900 millions de dollars. Les ressources d'autofinancement, r on touchées par les réductions de la valeur de l'actif, ont également diminué de 48 % pour atte ndre 3,2 milliards de dollars en 1986.

À cause de la chute des prix, les sociétés sous contrôle canadien ont rapporté des pertes inhabituelles de 3,1 milliards de dollars (reflet partiel de la réduction de la valeur comptable des actifs des propriétés frontalières au Canada et des activités à l'étranger relativement au pétrole et au gaz naturel) alors qu'en 1985, les réductions de la valeur de l'actif se chiffraient à 915 millions de dollars. Les réductions de la valeur de l'actif, amenées par le test du taux de plafonnement (voir annexe F) et décrites dans les notes d'orientation de l'I.C.C.A., ne sont pas perçues comme pertes extraordinaires mais sont comprises en grande partie dans l'épuisement de l'actif, lequel a augmenté de 33 % en 1986, soit 535 millions de dollars.

Les bénéfices nets des sociétés sous contrôle étranger ont chuté de 51 % pour passer à 1 milliard de dollars pour l'année 1986. La baisse des bénéfices en amont est attribuable à la chute des prix du pétrole brut, à une hausse des taux d'intérêt et à des postes hors caisse plus élevés. Les bénéfices nets du secteur aval ont plus que doublé, atteignant 475 millions de dollars et cela grâce à une marge bénéficiaire brute plus élevée. Les autres activités au Canada et à l'étranger ont également enregistré des améliorations. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 18 % pour passer à 4,4 milliards de dollars.

Tableau 2. BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR ET SEGMENT

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	------ en milliards de $ ------			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	0,8	(2,4)	(3,2)	-
Aval	-	0,3	0,3	-
Autres[a]	(0,1)	(1,6)	(1,5)	-
Total des sociétés sous contrôle canadien	**0,8**	**(3,7)**	**(4,5)**	**-**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	2,1	0,6	(1,5)	(70)
Aval	0,2	0,5	0,3	136
Autres[a]	(0,2)	(0,1)	0,1	-
Total des sociétés sous contrôle étranger	**2,1**	**1,0**	**(1,1)**	**(51)**
TOTAL POUR L'INDUSTRIE	**2,9**	**(2,6)**	**(5,5)**	**(190)**

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger et des autres activités au Canada. Les annexes A, tableau 8 et B, Tableau 1 renferment plus de précisions.

b. Taux de rendement[1]

Rendement de l'avoir propre

Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'ensemble de l'industrie pétrolière au Canada pour la période de cinq ans se terminant en 1986 est tombé à 4 % par rapport à un rendement moyen de 7,6 % en décembre 1985 (annexe A, tableau 10). L'année 1986 présente donc de piètres résultats.

Le taux de rendement de l'avoir propre a atteint un bas niveau en 1986, soit un moins 7,1 %; ainsi pour chaque dollar de l'avoir l'industrie a perdu 7,1 cents en 1986, alors qu'en 1985, elle enregistrait un gain de 7 cents. Toutefois, les sociétés sous contrôle étranger ont connu de meilleurs résultats en 1986 que leur homologue canadien avec un taux de rendement de l'avoir propre des actionnaires situé à 5,8 %, par rapport à un moins 18,5 %.

Rendement du capital utilisé

En 1986, le rendement du capital utilisé par l'industrie pétrolière a connu un taux de moins 0,7 % par rapport à un taux de plus 5,2 % en 1985. Le rendement du capital utilisé a connu un taux moyen de 4,4 % au cours de la période de 5 ans se terminant en 1986 comparativement à 6,1 % à la fin de la période se terminant en 1985. Le rendement du capital utilisé en amont a chuté à un taux plus bas, soit 0,9 % par rapport au taux élevé de 7,3 % enregistré en 1985, tandis que le rendement du capital utilisé en aval a atteint 6,7 % en 1986 par rapport à 1,4 % l'année précédente. (L'annexe A, tableau 10 présente une analyse quinquennale.)

Les sociétés sous contrôle étranger ont obtenu un taux de rendement de 4,4 % sur le capital utilisé dans l'ensemble des activités, soit une diminution par rapport à 7,1 % en 1985. Le taux de rendement sur le capital utilisé du secteur amont pour ce segment fut réduit de 10,9 % en 1985 à 3,9 % en 1986.

---

(1) Les taux de rendement sont calculés à partir des données fournies directement à l'ASSP par les sociétés déclarantes. Un commentaire sur la comparaison de ces données (annexe A, tableau 10) avec celles qui ont résulté du calcul effectué par Statistique Canada (annexe A, tableau 11) se trouve à l'annexe D, tableau 3.

Les sociétés sous contrôle canadien ont connu en 1986 un taux de rendement du capital utilisé de moins 4,2 %, par rapport à un taux de plus 3,9 % présenté en 1985. Le taux de rendement du capital utilisé dans l'activité amont a été de moins 4 % en 1986 par rapport à un taux de plus 5,1 % au cours de l'année précédente.

Tableau 3. TAUX DE RENDEMENT PAR SECTEUR ET SEGMENT

	Contrôle canadien		Contrôle étranger		Total industrie	
	1985	1986	1985	1986	1985	1986
	(%)					
RENDEMENT DE L'AVOIR PROPRE						
Ensemble de l'activité	3,6	(18,5)	11,0	5,8	7,0	(7,1)
Activité au Canada	3,6	(15,1)	11,1	5,8	7,1	(5,0)
RENDEMENT DU CAPITAL UTILISÉ						
Ensemble de l'activité	3,9	(4,2)	7,1	4,4	5,2	(0,7)
Activité au Canada	3,9	(2,7)	7,2	4,4	5,3	0,3
Activité amont	5,1	(4,0)	10,9	3,9	7,3	(0,9)
Activité aval[a]	(1,8)	5,5	3,2	7,5	1,4	6,7

NOTA: (a) Dans ce tableau, l'activité aval ne désigne que les activités relatives aux produits pétroliers, c.-à-d. à l'exclusion des produits pétrochimiques et des autres activités aval.

c. Taux de couverture de l'intérêt[1]

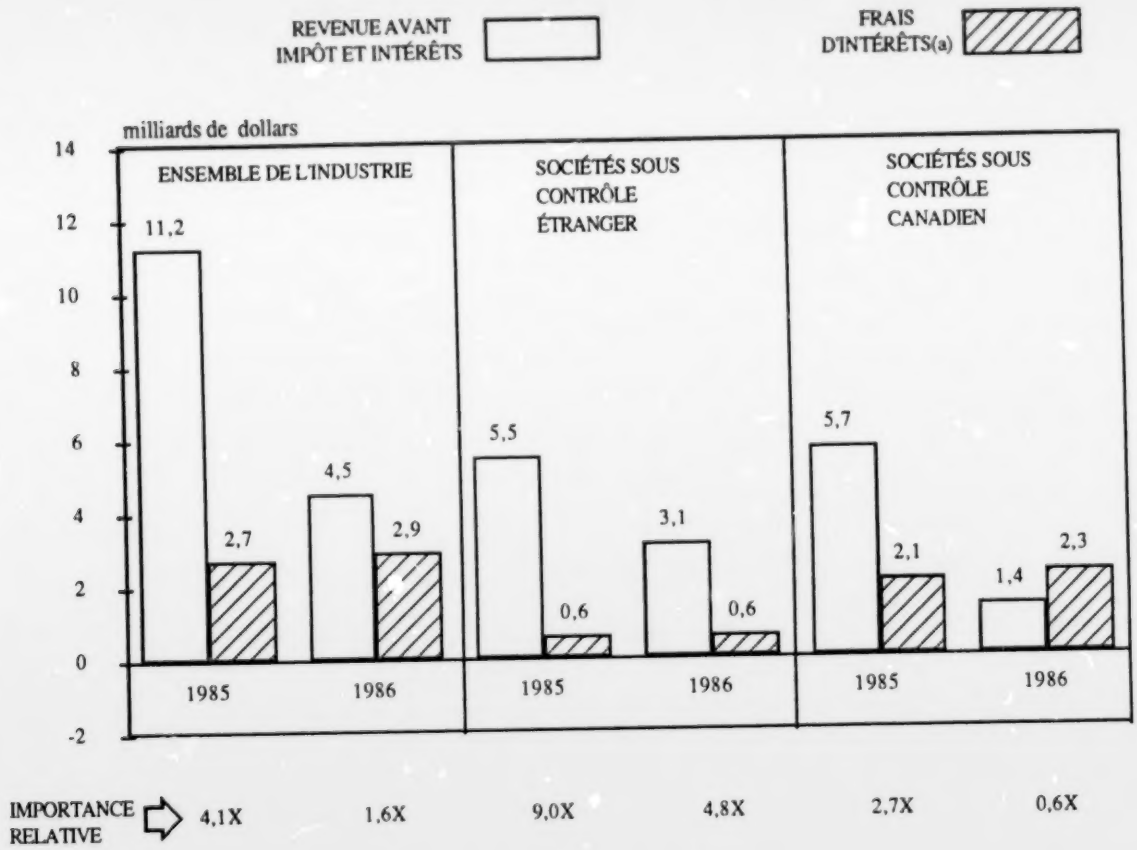
Le bénéfice avant impôt, avant les postes extraordinaires et avant les intérêts payés--a été 1, 6 fois supérieur à l'intérêt total, aussi bien capitalisé que payé. Ce rapport était de 4,1 fois en 1985. Cette diminution du taux de couverture est attribuable aux prix plus bas du pétrole brut, à la réduction de la valeur de l'actif comprise dans l'épuisement et à une augmentation générale des frais d'intérêt.

Le bénéfice avant impôt et intérêts des sociétés sous contrôle canadien en 1986 étaient de 1,4 milliard de dollars, soit le 1/4 du 5,7 milliards de dollars enregistré en 1985. Par contre, les frais d'intérêt sont passés de 2,1 milliards de dollars en 1985 à 2,3 milliards de dollars en 1986. Ainsi, le taux de couverture de l'intérêt a baissé abruptement de 2,7 fois en 1985 à 0,6 fois en 1986. En conséquence les bénéfices nets avant impôt et intérêts n'ont pas réussi à couvrir les frais d'intérêts.

Le taux de couverture de l'intérêt des sociétés sous contrôle étranger a également beaucoup diminué; il est passé de 9 fois en 1985 à 4,8 fois en 1986. Cependant, les répercussions sur les revenus du secteur amont en ce qui a trait à la baisse des prix du pétrole brut ont été compensées en partie par l'amélioration de tous les autres segments.

(1) L'analyse des frais d'intérêt porte sur l'ensemble de l'activité de l'industrie, étant donné qu'il n'existe pas d'uniformité et de cohérence dans la façon dont les sociétés répartissent les frais d'intérêt entre les différents secteurs, c'est-à-dire l'activité en amont, l'activité en aval, les autres activités au Canada et à l'étranger.

Graphique 1. COMPARAISON DES FRAIS D'INTÉRÊT ET DU REVENU AVANT IMPÔT



NOTA: (a) Les chiffres indiqués comprennent les frais d'intérêt payés et capitalisés. L'annexe A, tableau 9 renferme plus de détails.

d. Bénéfices nets par groupe de sociétés

Sociétés intégrées et raffineurs

Treize sociétés regroupées dans la catégorie "sociétés intégrées et raffineurs" sont à l'origine de la presque totalité des recettes du secteur aval et de 31 % des activités du secteur amont. En 1986, les bénéfices nets de ce groupe se sont chiffrés à 1,1 milliard de dollars, soit une augmentation de 79 %, en raison de gains quatre fois plus élevés dans le secteur aval et à une baisse de 750 millions de dollars comparativement aux réductions extraordinaires de la valeur des actifs en 1985.

Les bénéfices nets des secteurs en amont ont diminué de 33 % à 455 millions de dollars en 1986 en raison de l'absence de réduction de la valeur de l'actif en 1986, contre des réductions de l'actif établies à 680 million de dollars en 1985. Toutefois, avant la réduction de la valeur de l'actif, les bénéfices nets du secteur amont ont chuté de 61 %. De même, les pertes extraordinaires du segment en amont furent plus élevées en 1985 qu'en 1986 (L'annexe B, tableau 1).

Producteurs de pétrole et de gaz

Les 111 producteurs de pétrole et de gaz oeuvrent presque exclusivement dans le secteur amont. La baisse prononcée des prix du pétrole brut a entraîné une diminution de 39 % des recettes brutes en amont, les faisant passer à 11,6 milliards de dollars (annexe B, tableau 1). En outre, il y a la forte réduction de la valeur de l'actif, laquelle a entraîné des pertes évaluées à 3,7 milliards de dollars en 1986 pour une perte de bénéfices évaluée à 6 milliards de dollars par rapport à 1985. La diminution des taxes sur la production, des redevances et de l'impôt sur le revenu n'a que partiellement compensé la diminution des revenus. Les bénéfices nets du secteur aval de ce groupe en 1986 se chiffraient à 90 millions de dollars, soit une légère hausse par rapport à l'année précédente. Les activités "autres" des producteurs au Canada et les activités à l'étranger ont enregistré des baisses de profit totalisant 1,5 milliard de dollars en 1986.

Tableau 4. BÉNÉFICES NETS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	en milliards de $			(%)
SOCIÉTÉS INTÉGRÉES ET RAFFINEURS				
Amont	0,7	0,5	(0,2)	(33)
Aval	0,1	0,7	0,6	430
Autres[(a)]	(0,2)	(0,1)	0,1	-
Total - Sociétés intégrées et raffineurs	**0,6**	**1,1**	**0,5**	**79**
PRODUCTEURS DE PÉTROLE ET DE GAZ				
Amont	2,2	(2,3)	(4,5)	-
Aval	0,1	0,1	-	14
Autres[(a)]	(0,1)	(1,6)	(1,5)	-
Total - Producteurs	**2,3**	**(3,7)**	**(6,0)**	**-**
TOTAL, INDUSTRIE	**2,9**	**(2,6)**	**(5,5)**	**(190)**

NOTA: (a) Comprend les bénéfices nets provenant des activités à l'étranger et des activités "autres" au Canada. Voir les détails à l'annexe B, tableau 1.

Tableau 5. RENDEMENT FINANCIER PAR SECTEUR[a]

	AMONT				AVAL			
	1985	1986	Augmentation (Diminution)		1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	- - en milliards de $ - -			(%)	- - en milliards de $ - -			(%)
RECETTES TOTALES	28,0	16,9	(11,1)	(40)	34,1	26,4	(7,7)	(23)
moins: Frais d'exploitation	4,9	4,9	-	(1)	3,3	3,2	(0,1)	(3)
Frais d'intérêt	1,6	1,7	0,1	6	0,2	0,1	(0,1)	(44)
Redevances, taxes	6,3	3,1	(3,2)	(51)	2,3	3,0	0,7	28
TRPG, TRPS, TGNLGN	2,0	0,4	(1,6)	(78)	-	-	-	-
Autres dépenses	4,6	5,8	1,2	26	27,9	18,6	(9,3)	(33)
REVENUS AVANT IMPÔT	**8,5**	**1,0**	**(7,5)**	**(88)**	**0,4**	**1,4**	**1,0**	**306**
moins: Impôts courants	3,0	0,8	(2,2)	(74)	0,1	0,4	0,3	232
Impôts reportés	1,8	0,1	(1,7)	(97)	(0,1)	-	0,1	-
Gains inhabituels (Pertes)	(0,8)	(2,0)	(1,2)	-	(0,1)	(0,2)	(0,1)	-
BÉNÉFICES NETS	**2,9**	**(1,8)**	**(4,7)**	**-**	**0,2**	**0,8**	**0,6**	**275**
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	**9,5**	**5,2**	**(4,3)**	**(45)**	**1,1**	**1,6**	**0,5**	**52**

	ACTIVITÉS AUTRES AU CANADA[c]				ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER			
RECETTES TOTALES	2,6	2,8	0,2	6	1,7	1,3	(0,4)	(28)
moins: Frais d'exploitation	0,9	0,7	(0,2)	(29)	0,6	0,5	(0,1)	(10)
Frais d'intérêt	0,6	0,9	0,3	56	0,1	0,1	-	(32)
Autres dépenses	1,3	1,5	0,2	15	1,0	1,0	-	9
REVENUS AVANT IMPÔT	**(0,2)**	**(0,3)**	**(0,1)**	**-**	**0,1**	**(0,4)**	**(0,5)**	**-**
moins: Impôts courants	(0,2)	(0,3)	(0,1)	-	0,1	0,1	-	(40)
Impôts reportés	-	-	-	-	-	-	-	-
Gains inhabituels (Pertes)	(0,2)	(0,8)	(0,6)	-	0,1	(0,4)	(0,5)	-
BÉNÉFICES NETS	**(0,3)**	**(0,8)**	**(0,5)**	**-**	**-**	**(0,8)**	**(0,8)**	**-**
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT[b]	**0,3**	**0,3**	**-**	**6**	**0,6**	**0,4**	**(0,2)**	**(36)**

NOTA: (a) Les variations en pourcentage reflètent les données détaillées, non arrondies, exposées au tableau 1 de l'annexe B.

(b) Les ressources d'autofinancement sont constituées de la somme des bénéfices nets, des impôts reportés et des postes hors caisse, tels la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement et les frais d'exploration et de mise en valeur imputés à la période visée par le rapport.

(c) Comprend les services de forage, les pipe-lines, l'extraction de charbon et d'uranium, l'extraction des métaux et les autres activités qui ne sont pas liées au pétrole.

SECTEUR AMONT

Les recettes du secteur amont ont diminué de 40 % pour se chiffrer à 16,9 milliards de dollars en raison de la chute des prix à la tête de puits, d'une diminution de 1 % de la production de pétrole brut, qui est due à la baisse de productivité des anciens champs pétroliers, aux limites des pipelines et aux importations accrues. Il n'y a que les sables pétrolifères qui ont connu une augmentation en 1986 par rapport à l'année précédente. La production de gaz naturel a diminué de 7 % par suite de la réduction de 21 % des ventes à l'étranger (annexe A, tableau 2). Une baisse des ventes de soufre sur le marché international a en outre grandement contribué à la diminution des recettes de plusieurs sociétés.

Le prix de vente moyen du pétrole brut classique au cours de 1986 a diminué de 46 % pour se situer à 116 $ le mètre cube, par rapport à 216 $ le mètre cube en 1985[1]. En janvier 1986, les prix à la tête de puits se situaient en moyenne à 33 $ (23,50 $ US)/b. Six mois plus tard, en juillet, les prix à la tête de puits ont chuté, s'établissant à 14,60 $ (10,55 $ US)/b. Toutefois, depuis l'automne 1986, il y a matière à encouragement puisque les prix du pétrole brut sont demeurés stables se situant entre 16 $ à 18 $ US/b.

Les prix du gaz naturel ont diminué de 16 % en 1986, pour une moyenne de 79 $ le millier de mètres cubes par rapport à 94 $ le millier de mètres cubes en 1985. Le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis a chuté de 4,05 $ le gigajoule en 1985 à 3,16 $ le gigajoule en 1986; la chute étant due à la pression des prix du marché au comptant provenant des États-Unis. Le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta a été de 2,80 $ le gigajoule (3,00 $ le millier de pieds cubes) en 1985 et s'est maintenu ainsi jusqu'à la déréglementation en novembre 1986.

Les bénéfices nets du secteur amont ont diminué de 4,7 milliards de dollars au cours de 1986 pour une perte chiffrée à 1,8 milliard de dollars en raison de la baisse des prix du pétrole et des fortes réductions de la valeur des actifs. La diminution des bénéfices nets a été compensée en partie par des baisses des redevances de 51 %, de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)[2] de l'ordre de 78 %, des impôts courants de l'ordre de 74 % et finalement des impôts reportés de 98 %. Les revenus de certaines sociétés ont diminué en raison de l'application du calcul proportionnel de la production en Alberta qui empêche la pleine utilisation de la capacité de production de pétrole brut.

Les sociétés sous contrôle canadien ont fait état d'une diminution de 3,2 milliards de dollars en ce qui a trait aux bénéfices nets en amont, pour une perte évaluée à 2,4 milliards de dollars en 1986. Les réductions extraordinaires de la valeur des actifs ont atteint 1,8 milliard de dollars en 1986 par rapport à 820 millions de dollars en 1985--reflet de l'incidence de la baisse de la valeur du produit et des notes d'orientation émises par l'I.C.C.A. Pour les même raisons, l'épuisement et les frais hors caisse étaient très élevés. Les sociétés sous contrôle étranger ont vu leurs bénéfices nets en amont chuter de 70 % ou 1,5 milliard de dollars pour atteindre 625 millions de dollars. Les ressources totales d'autofinancement du segment en amont ont diminué de 45 % (4,3 milliards de dollars) à 5,2 milliards de dollars représentant donc une diminution en terme de pourcentage des bénéfices nets en amont de 34 % à 31 %.

---

(1) Avant la déréglementation des prix et du marché du pétrole brut au Canada qui a eu lieu le 1er juin 1985, la production de "l'ancien pétrole" a reçu comme prix à la tête de puits, 187,22 $ le mètre cubes (29,75 $/b).

(2) La baisse dans les paiements de la TRPG était attribuable à la réduction des prix du pétrole brut, des taux de 12 % à 10 % et à une exemption accordée à la production de certains puits de pétrole à récupération assistée, à la nouvelle production démarrée après le 1er avril 1985, et à l'élimination de la taxe, entrée en vigueur le 1er octobre 1986. De plus, le 1er mai 1986, le crédit d'impôt aux petits producteurs a été haussé de 500 000 $ à 2 millions de dollars et les usines de pétrole synthétique ont été entièrement exonérées de la TRPG.

SECTEUR AVAL

a. Raffinage et commercialisation

Les recettes du raffinage et de la commercialisation ont diminué de 22 % pour passer à 23,6 milliards de dollars, tandis que les coûts moins élevés des matières premières se sont traduits par une baisse de prix des produits. Le transfert aux produits de la hausse des taxes d'accise et de vente fédérales, qui ont augmenté de 29 % au cours de 1985, a compensé ainsi pour certaines baisses de prix attributables aux coûts du pétrole brut. Quant aux coûts retardés d'acquisition de pétrole brut, les marges bénéficiaires brutes se situaient à 2,1¢/l de plus au dernier semestre de 1986 qu'au cours du premier semestre.

Les bénéfices nets ont atteint 900 millions de dollars en 1986 contre 140 millions de dollars en 1985. Cette augmentation résulte de l'amélioration des marges bénéficiaires brutes de 1,1¢/l en rapport avec celles de 1985 et des gains provenant de la vente d'actifs du secteur aval en 1986, augmentation rapportée comme étant une réduction des frais hors-caisse.

Le segment du raffinage et de la commercialisation a connu des changements structuraux importants au cours des deux dernières années. La prise de contrôle des actifs du segment aval en 1985 et 1986 a résulté dans la rationalisation de l'exploitation. La fermeture de raffineries a entraîné une meilleure utilisation de la capacité et a amélioré la productivité. Les améliorations apportées ont été partiellement compensées par l'élimination de la déduction des allocations de l'inventaire au début de 1986.

Les marges bénéficiaires brutes définies comme étant la différence entre la moyenne des bénéfices de la vente de produits et le coût des marchandises vendues ont augmenté de façon significative de 4,9¢/l en 1985 à 6¢/l en 1986. Elles se sont améliorées vers la fin du premier semestre de 1986 et maintenues ainsi jusqu'à la fin de l'année. Un changement de 1¢/litre, dans les marges bénéficiaires brutes relativement à tous les produits et marchés, se traduirait par 350 millions de dollars de bénéfices nets après taxe, c'est-à-dire 3 % en terme de taux de rendement du capital utilisé.

Les ressources d'autofinancement à l'égard du raffinage et de la commercialisation ont augmenté de 65%, passant de 545 millions de dollars en 1985 à 1,4 milliard de dollars en 1986.

Tableau 6. MARGES BÉNÉFICIAIRES BRUTES: RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

	1985		1986		Augmentation (Diminution)
	millions de $	¢/litre	millions de $	¢/litre	¢/litre
CHIFFRE D'AFFAIRES BRUT	29,794	35,13	23,272	29,02	(6,12)
Autres recettes	409	0,48	352	0,44	(0,04)
RECETTES TOTALES	**30,203**	**35,61**	**23,624**	**29,45**	**(6,16)**
Moins: Taxes d'accise et de vente fédérales	2,306	2,72	2,972	3,70	0,99
Coût des produits vendus	23,732	27,98	15,851	19,76	(8,22)
MARGES BÉNÉFICIAIRES BRUTES	**4,164**	**4,91**	**4,801**	**5,99**	**1,08**
Moins: Frais d'exploitation et autres frais monétaires	3,327	3,92	3,417	4,26	0,34
REVENU MONÉTAIRE, IMPÔT COURANT DÉDUIT	**838**	**0,99**	**1,384**	**1,73**	**0,74**

b. Autres opérations aval

Les bénéfices nets tirés des autres opérations aval, surtout en pétrochimie, ont chuté de 170 millions de dollars accusant une perte de 90 millions de dollars en 1986 en raison principalement des pertes extraordinaires évaluées à 170 millions de dollars. Par ailleurs, les ressources d'autofinancement, non touchées par les réductions de la valeur de l'actif, ont augmenté de 6 % pour rejoindre les 255 millions de dollars (annexe B, tableau 2).

Les recettes totales tirées du raffinage, de la commercialisation et des autres opérations aval ont diminué de 23 %, n'atteignant que 26,4 milliards de dollars. Le revenu net, par contre, a totalisé 805 millions de dollars en 1986, contre 215 millions en 1985 et les ressources d'autofinancement ont augmenté de 52 % (560 millions de dollars) en 1986 pour atteindre 1,6 milliard de dollars (le tableau 5 à la page 1-7 donne plus de détails).

AUTRES ACTIVITÉS AU CANADA

Ce secteur commercial, qui englobe les revenus et les dépenses provenant des autres activités, a enregistré une perte de 800 millions de dollars en 1986, comparativement à une perte de 315 millions de dollars au cours de 1985. Ces pertes plus considérables étaient attribuables à la provision pour pertes relatives au rachat des débentures à taux d'intérêt élevé par certaines sociétés. En outre, certaines entreprises ont comptabilisé une provision pour perte à cause de programmes de réduction des effectifs. C'est pourquoi les pertes extraordinaires ont atteint 775 millions de dollars en 1986 par rapport à 235 millions de dollars en 1985. Avant les postes extraordinaires, les pertes ont totalisé 25 millions de dollars en 1986 par rapport à 80 millions de dollars au cours de la même période en 1985. Les ressources d'autofinancement, non touchées par les réductions de la valeur de l'actif, ont atteint 310 millions de dollars en 1986 en comparaison à 295 millions de dollars en 1985.

Comme il a été mentionné dans les examens antérieurs de l'activité, bon nombre de sociétés imputent les opérations de financement et, par conséquent, les frais d'intérêt, au poste des "affaires de la société" qui, par définition, fait partie intégrante des "autres activités canadiennes". Même si un plus grand nombre de sociétés imputent maintenant leurs frais d'intérêt à d'autres segments, 32 % de tous les frais d'intérêt de l'industrie sont toujours imputés à ce secteur qui ne produit que 6 % du total des recettes.

ACTIVITÉS À L'ÉTRANGER

Les bénéfices nets tirés de l'activité à l'étranger, sont passés de 35 millions de dollars en 1985, à une perte de 850 millions de dollars en 1986. Les activités à l'étranger des sociétés pétrolières canadiennes sont surtout liées au pétrole et au gaz naturel. Comme les activités au Canada, ces activités ont souffert de l'effondrement des prix du pétrole brut sur le marché international. Par conséquent, pour une bonne part, les diminutions des recettes et des bénéfices nets sont dues à la baisse des prix du pétrole tout comme aux pertes extraordinaires de 450 millions de dollars en 1986, comparativement aux gains extraordinaires enregistrés l'année précédente, c'est-à-dire 95 millions de dollars. Les pertes extraordinaires subies en 1986 sont en majeure partie reliées à la mise en application des notes d'orientation de l'I.C.C.A. au sein des sociétés utilisant la méthode comptable de capitalisation du coût entier.

2 - SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS[1]

VUE D'ENSEMBLE

Les fonds de l'industrie pétrolière ont, avant les "affectations discrétionnaires", diminué de 4,7 milliards de dollars ou 36 % à 8,4 milliards de dollars en 1986. Les ressources d'autofinancement ont baissé de 4 milliards de dollars tandis que les sources externes nettes se sont chiffrées à 0,9 milliard de dollars soit une baisse de 0,7 milliard de dollars en comparaison avec l'année 1985. Les remboursements de dettes à long terme ont dépassé les émissions de dettes car plusieurs sociétés ont acquitté leur dette en remboursant à des taux d'intérêt plus haut que les taux courants. La nouvelle participation, nets de rachats, s'est chiffrée à 1,5 milliard de dollars en 1986 en comparaison avec 1,4 milliard de dollars en 1985.

En 1986, l'industrie a considérablement réduit ses dépenses nettes de capital de 33 % soit 6,7 milliards de dollars, à cause d'une baisse des prix du pétrole brut créant une déterioration pour les perspectives de réinvestissements. Cependant les paiements de dividendes ont augmenté de 760 millions à 2,5 milliards de dollars. L'excédent de la catégorie "Toutes les autres affectations" en comparaison avec la catégorie "Toutes autres sources" est le résultat d'achats importants de biens d'autres sociétés ainsi que de l'acquisition de sociétés. La diminution nette du fonds de roulement de 2,9 milliards de dollars en 1986 a aidé à équilibrer les sources de fonds avec des affectations discrétionnaires, dépassant les 700 millions de dollars pour 1985. Donc, l'industrie fut, en général, un fournisseur net de fonds aux autres secteurs de l'économie.

Tableau 7. SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS (NET)

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	- - - - - - en milliards de $ - - - - - -			(%)
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT				
Bénéfices nets avant les postes inhabituels	3,9	0,8	(3,1)	(81)
Postes hors-caisse[a]	7,5	6,8	(0,7)	(10)
Ressources d'autofinancement	**11,5**	**7,5**	**(4,0)**	**(34)**
SOURCES EXTERNES NETTES				
Nouvelle dette à long terme, net de remboursement	0,2	(0,6)	(0,8)	-
Nouvelles participations, net de rachats	1,4	1,5	0,1	7
Sources externes nettes	**1,6**	**0,9**	**(0,7)**	**(44)**
Sources nettes	**13,1**	**8,4**	**(4,7)**	**(36)**
AFFECTATIONS DISCRÉTIONNAIRES				
Dépenses nettes de capital	10,0	6,7	(3,3)	(33)
Paiements de dividendes	1,8	2,5	0,7	42
Autres affectations, net d'autres sources	1,9	2,1	0,2	5
Affectations nettes	**13,8**	**11,3**	**(2,5)**	**(18,1)**
AUGMENTATION (DIMINUTION) DU FONDS DE ROULEMENT	**(0,7)**	**(2,9)**	**(2,2)**	**-**

NOTA: (a) Comprend des taxes reportées, des dépenses d'exploration et de développement chargées au revenu courant, et d'autres postes hors-caisse (dépréciation, épuisement et amortissement) n'éxigeant pas de mise de fonds pour la période du rapport.

---

(1) Les sources et affectations de fonds d'une entreprise individuelle sont communiquées à l'ASSP sur une base nette. Par exemple une entreprise contractant ou remboursant une dette ne soumet que le montant net. La même chose s'applique aux changements intervenant dans la participation, le fonds de roulement et autres sources et affectations de fonds. Au niveau de l'ensemble de l'industrie, l'ASSP additionne les montants nets afin de démontrer le retrait net de fonds ou contribution nette de fonds à d'autres secteurs de l'économie. Cependant, afin de permetre au lecteur de distinguer la nouvelle dette à long terme et le remboursement de la dette, l'ASSP indique ces montants séparément à la page 2-2.

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS (BRUTS)

Les fonds autres que ceux des ressources d'autofinancement en 1986 ont continué de provenir d'une variété de sources mais furent radiés en grande partie par des affectations connexes. La nouvelle dette à long terme fut réduite de 150 millions de dollars pour se chiffrer à 1,9 milliard de dollars. L'émission de nouvelles actions resta telle quelle à 2 milliards de dollars tandis que le remboursement de dettes s'est accru de 34 % ou 640 millions de dollars à 2,5 milliards de dollars en 1986 alors que ce dernier était de 1,9 milliard de dollars en 1985. La réduction déclarée individuellement du fonds de roulement se chiffrait à 3,8 milliards de dollars, une hausse comparativement aux 2,8 milliards de dollars pour l'année 1985; ceci fut principalement le résultat d'activités de prise de contrôle, de refinancement et de paiements de dividendes. Les augmentations enregistrées au fonds de roulement se chiffraient à 910 millions de dollars en 1986 en comparaison à 2,1 milliards de dollars en 1985. L'augmentation de fonds "de toutes autres sources" de 600 millions de dollars à 4,6 milliards de dollars s'effectua par la vente d'avoirs et de prêts entre sociétés. Les dépenses en capital brut, la plus grande composante de la catégorie "affectations de fonds", a chuté de 35 % (4,2 milliards de dollars) à 7,8 milliards de dollars (pour plus de détails, voir la page 2–5).

Table 8. CATÉGORIES CHOISIES DES SOURCES ET AFFECTATIONS DE FONDS[a]

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	- - - - - - - en milliards de $ - - - - - - -			(%)
Nouvelles dettes à long terme[b]	2,1	1,9	(0,2)	(7)
Remboursement de dette à long terme[d]	1,9	2,5	0,6	34
Dette à long terme, net	**0,2**	**(0,6)**	**(0,8)**	**-**
Nouvelles participations[b]	2,0	2,0	-	1
Rachat de participation[d]	0,5	0,5	-	(14)
Participation nette	**1,4**	**1,5**	**0,1**	**7**
Augmentation du fonds de roulement[b]	2,8	3,8	1,0	36
Diminution du fonds de roulement[d]	2,1	0,9	(1,2)	(57)
Changement au fonds de roulement, net	**(0,7)**	**(2,9)**	**(2,2)**	**-**
Toutes autres affectations[e]	5,9	6,7	0,8	13
Toutes autres sources[c]	4,0	4,6	0,6	12
Affectations/Sources, net	**1,9**	**2,1**	**0,2**	**5**
Total de dépenses de capital	12,0	7,8	(4,2)	(35)
PESP et autres programmes semblables	2,0	1,1	(0,9)	(40)
Dépenses nettes de capital	**10,0**	**6,7**	**(3,3)**	**(33)**

NOTES: (a) Le tableau 3 de l'annexe B fournit plus de détails à ce sujet.
(b) Représente des montants d'une nouvelle dette à long terme, du nouvel avoir propre ou des fonds provenant de la réduction des fonds de roulement des sociétés qui ont déclaré avoir obtenu des fonds nets de ces sources.
(c) Comprend des gains inhabituels; des pertes inhabituelles figurent au titre "Toutes autres affectations".
(d) Comprend l'application nette des fonds afin de rembourser une dette à long terme, racheter l'avoir propre, ou accroître un fonds de roulement par les sociétés qui ont déclaré des affectations de fonds à ces fins.
(e) Principalement des fonds affectés à l'acquisition d'usines et de propriétés appartenant à d'autres sociétés et des fonds affectés à des prise de contrôle sur des sociétés.

RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT

Les ressources d'autofinancement de l'industrie pétrolière ont diminué de 34 % (4 milliards de dollars) à 7,5 milliards de dollars en 1986 principalement à cause des prix plus bas du pétrole brut, d'une production réduite et des taux d'intérêt plus élevés. Le secteur amont a enregistré une diminution de 45 %, soit 5,2 milliards de dollars en 1986. Les ressources d'autofinancement en aval ont, contrairement au secteur amont, augmenté de 52 % à 1, 6 milliard de dollars résultant en grande partie des marges bénéficiaires améliorées. Les ressources d'autofinancement tirées des "autres activités canadiennes" ont augmenté de 6 %, soit de 295 millions de dollars en 1985 jusqu'à 310 millions de dollars en 1986 tandis que les ressources d'activités à l'étranger ont diminué de 36 % pour se chiffrer à 365 millions de dollars.

Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de moitié--3,2 milliards de dollars. Les ressources d'autofinancement des sociétés sous contrôle étranger ont baissé de 18 % ou 965 millions de dollars à 4,4 milliards de dollars, alors que les ressources d'autofinancement plus élevées en aval et d'autres activités canadiennes ont partiellement compensé pour les résultats plus bas du secteur en amont.

Tableau 9. RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT, PAR SECTEUR ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉS[a]

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	------ en milliards de $ ------			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
Amont	5,0	2,1	(2,9)	(57)
Aval	0,5	0,7	0,2	61
Autres[b]	0,6	0,3	(0,3)	(55)
Total des sociétés sous contrôle canadien	**6,1**	**3,2**	**(2,9)**	**(48)**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
Amont	4,5	3,1	(1,4)	(31)
Aval	0,6	0,9	0,3	45
Autres[b]	0,2	0,3	0,1	108
Total des sociétés sous contrôle étranger	**5,3**	**4,4**	**(0,9)**	**(18)**
TOTAL DE L'INDUSTRIE				
Amont	9,5	5,2	(4,3)	(45)
Aval	1,1	1,6	0,5	52
Autres[b]	0,9	0,7	(0,2)	(22)
TOTAL - INDUSTRIE	**11,5**	**7,5**	**(4,0)**	**(34)**

NOTA: (a) Le tableau 1 de l'annexe B donne plus de détails.
(b) Comprend les ressources d'autofinancement tirées de l'activité à l'étranger et d'autres activités au Canada.

LE PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER

Les fonds du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) furent réduits de moitié à 800 millions de dollars démontrant un ralentissement des activités d'exploration ainsi que le retrait du programme. Ce dernier fut terminé le 31 mars 1986 sauf pour les engagements existants pour les Terres du Canada. Il n'est donc pas étonnant que les subventions du PESP soit tombé de 45 % dans les Terres du Canada et de 62 % dans les provinces. Les sociétés sous contrôle canadien ont reçu 97 % de ces subventions.

Tableau 10. SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET PAR SECTEUR

	Sociétés sous contrôle canadien		Sociétés sous contrôle étranger		Total	
	1985	1986	1985	1986	1985	986
	en millions de $					
PROVINCES						
Colombie-Britannique	22	11	-	-	22	11
Alberta	360	146	-	-	360	146
Autres provinces	61	13	-	-	61	13
Total pour les provinces	**443**	**170**	**-**	**-**	**443**	**170**
TERRES DU CANADA						
Mer de Beaufort	430	194	17	4	447	198
Labrador Est	410	283	18	5	428	289
Secteur sud du plateau continental de l'Atlantique	156	81	14	12	170	92
Autres	95	49	4	6	99	55
Total - Terres du Canada	**1,091**	**607**	**53**	**27**	**1,144**	**634**
TOTAL - CANADA	**1,534**	**777**	**53**	**27**	**1,588**	**804**

NOTA: L'annexe A, tableau 12 fournit plus de détails.

DÉPENSES DE CAPITAL

En 1986, les dépenses de capital brut ont diminué de 35 % ou 4,2 milliards de dollars à 7,8 milliards de dollars, donc un déclin des 32 % des dépenses au Canada, ceci s'ajoutant à une baisse de 61 % de mise de fonds à l'étranger. Le taux élevé de diminution des dépenses à l'étranger a ramené leur part des dépenses totales à 5 % de 9 % pour l'année 1985. Les dépenses en amont forment l'élément le plus considérable du total de mise de fonds de capital et comptaient pour 79 % en 1986 contre 77 % en 1985. Tous les éléments du secteur en amont ont démontré des baisses considérables, et ceux de tous les autres secteurs d'activités ont, dans l'ensemble, aussi baissé d'un pourcentage semblable.

Tableau 11. DÉPENSES DE CAPITAL[a]

	1985	1986	Augmentation (Diminution)		Part du total 1985	Part du total 1986
	--- en milliards de $ ---			(%)	(%)	
AMONT						
Exploration	4,9	3,2	(1,7)	(35)	41	41
Développement	1,5	1,0	(0,5)	(32)	13	13
Production	1,7	1,3	(0,4)	(24)	14	17
Non classique[b]	1,1	0,6	(0,5)	(47)	9	8
Total en amont[c]	**9,3**	**6,1**	**(3,2)**	**(34)**	**77**	**79**
En aval	0,9	0,8	(0,1)	(16)	8	10
Extraction minière des ressources énergétiques	0,2	0,1	(0,1)	(23)	2	2
Autres	0,5	0,3	(0,2)	(37)	4	4
TOTAL AU CANADA	**10,9**	**7,4**	**(3,5)**	**(32)**	**91**	**95**
DÉPENSES À L'ÉTRANGER	**1,1**	**0,4**	**(0,7)**	**(61)**	**9**	**5**
TOTAL DES DÉPENSES	**12,0**	**7,8**	**(4,2)**	**(35)**	**100**	**100**
Subventions PESP et autres recettes	2.0	1.1	(0,9)	(40)		
DÉPENSES DE CAPITAL (NET)	**10.0**	**6.7**	**(3,3)**	**(33)**		
Rappel:						
Dépenses de capital en amont (Nettes des subventions du PESP et autres)	7,3	5,1	(2,2)	(31)		

NOTA: (a) Plus de détails aux tableaux 4 et 5 de l'annexe B.
(b) Comprend les projets de sables pétrolifères et de pétrole lourd non classique.
(c) Comprend les subventions du PESP.

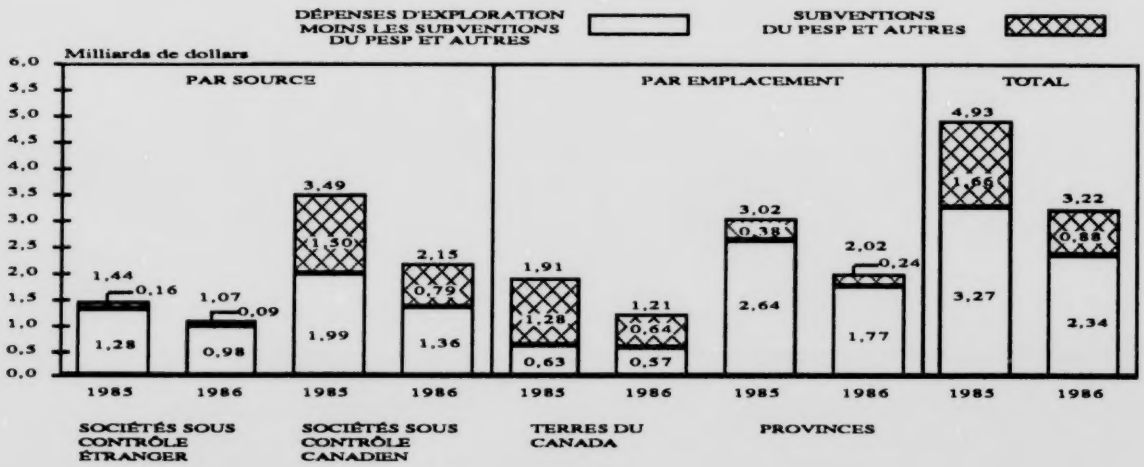
Secteur amont: La chute des prix du pétrole au niveau international a fait chuter de 34 % les dépenses de capital en amont qui totalisaient 6,1 milliards de dollars en 1986 en comparaison avec 9,3 milliards de dollars en 1985. Le taux d'utilisation(1) des appareils de forage, dans l'Ouest canadien, baissa à 11 % au milieu de l'année avant de connaître une reprise à la deuxième partie de l'année, causée par l'abolition plus tôt que prévue de la TRPG, des prix plus fermes et des programmes d'encouragement provinciaux. Les dépenses dans toutes les catégories d'activité en amont ont baissé.

Déduction faite du PESP et de subventions semblables, les dépenses engagées dans le secteur amont par des sociétés sous contrôle canadien ont baissé de 32 % et ceux des sociétés sous contrôle étranger ont diminué de 30 %. Malgré leur taux de diminution plus élevé, le groupe de sociétés sous contrôle canadien a maintenu les dépenses à un niveau supérieur face aux sociétés sous contrôle étranger (annexe B, tableau 13)

Les dépenses d'exploration par les sociétés sous contrôle étranger chutaient de 25 % en 1986 contre une diminution de 39 % pour les sociétés sous contrôle canadien. Celles-ci représentaient 85 % de l'activité frontalière et 67 % du total des dépenses d'exploration.

Les dépenses d'exploration dans les provinces ont chuté à 2 milliards de dollars soit 33 % et ont diminué de 1,2 milliard de dollars soit 37 % pour les Terres du Canada. Cela a produit une diminution des dépenses totales d'exploration de 35 % --pour s'établir à 3,2 milliards de dollars. Les dépenses pour les Terres du Canada se chiffraient à 37 % du total, une baisse de 2 points de pourcentage par rapport à l'année 1985. Des baisses considérables des dépenses pour les Terres du Canada ont été enregistrées: pour la mer de Beaufort (235 millions de dollars), le Labrador Est (230 millions de dollars) et le Secteur sud du plateau de l'Atlantique (195 millions de dollars) (annexe A, tableau 14).

Graphique 2. DÉPENSES D'EXPLORATION AU CANADA



Dépenses dans le secteur aval : Les dépenses engagées dans le secteur aval ont diminué de 16 % soit 795 millions de dollars en 1986 contre 1985. Des dépenses accrues pour les usines pétrochimiques ont été plus que compensées par les diminutions des dépenses effectuées relativement aux raffineries, aux pipe-lines et aux points de vente.

Extraction minière des ressources énergétiques et autres : Les dépenses furent plus basses dans tous les autres secteurs y compris ceux des installations pour extraction minière, les navires de forage, les caissons et les installations de forage. Cette catégorie comprend aussi les frais d'intérêts capitalisés relativement aux dépenses avant la mise en marche des projets.

(1) SOURCE: **Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors**

TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

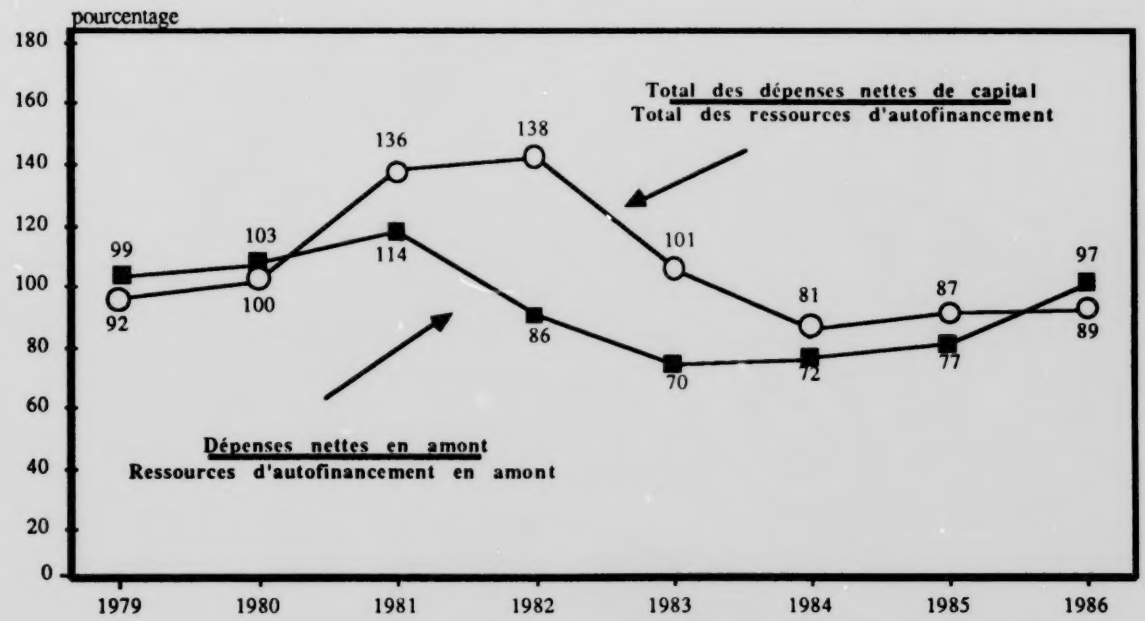
Le taux total de réinvestissement de l'industrie pétrolière soit le total des dépenses nettes de capital[1] par rapport aux ressources d'autofinancement provenant de tous les secteurs d'activités a augmenté à peine de deux points de pourcentage à 89 % en 1986. Des prix de pétrole plus bas ont entraîné la baisse de 33 % des dépenses nettes de capital et ont fait suivre de près la diminution de 34 % des ressources d'autofinancement.

La hausse de deux points de pourcentage dans le taux de réinvestissement pour l'ensemble de l'industrie dissimule de grandes différences pour les sociétés sous contrôle canadien et les sociétés sous contrôle étranger. Ce dernier groupe a indiqué une baisse de 9 points de pourcentage dans le taux total de réinvestissement, soit 73 % en 1986, basé sur une diminution de 27 % dans les dépenses nettes de capital contre une diminution de 18 % des ressources d'autofinancement (des augmentations de ressources d'autofinancement pour les activités en aval et d'autres activités canadiennes ont annulé en partie des diminutions marquées en amont). Tout au contraire, la baisse des ressources d'autofinancement de 48 % pour les sociétés sous contrôle canadien, tenant compte d'une baisse de 38 % dans les dépenses nettes de capital, a produit une augmentation de 19 points de pourcentage du taux de réinvestissement en 1986, soit de 110 %.

Une comparaison des deux groupes concernant des activités en amont donne des résultats semblables. Les sociétés sous contrôle canadien réinvestissent 121 % des ressources d'autofinancement internes en amont (hausse de 45 points de pourcentage) tandis que les sociétés sous contrôle étranger réinvestissent 80 % (hausse de 2 points de pourcentage).

Dépenses de capital en amont (déductions faite des subventions du PESP) représentaient 97 % des ressources d'autofinancement en amont, une hausse de 20 points de pourcentage de l'année 1985. Les ressources d'autofinancement en amont et les dépenses nettes en amont sont retombées de 45 % et 31 % respectivement.

Graphique 3. TAUX DE RÉINVESTISSEMENT



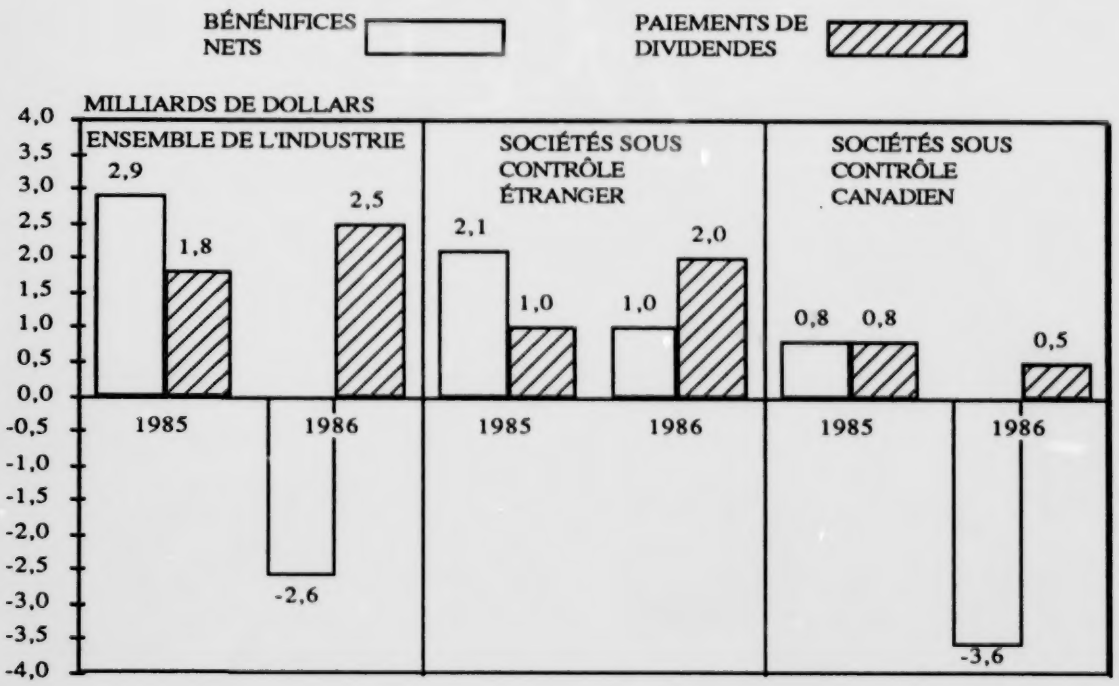
(1) Les dépenses nettes de capital sont les dépenses de capital moins les subventions du PESP, les subventions semblables et les recettes d'assurances.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

Les paiements de dividendes effectués par les sociétés pétrolières ont augmenté de 42 % pour s'établir à 2,5 milliards de dollars en 1986 tandis que les bénéfices nets ont baissé de 5,5 milliards de dollars résultant de l'effrondrement des prix du pétrole et des radiations extraordinaires des actifs par des sociétés sous contrôle canadien. Des dividendes plus élevés furent payés par plusieurs sociétés sous contrôle étranger qui n'avaient pas payé de dividendes au cours des années précédentes ou avaient utilisé les paiements de dividendes conjointement avec un refinancement (voir Nouveautés et particularités).

Les paiements de dividendes par des sociétés sous contrôle canadien ont diminué de 31 % pour s'établir à 570 millions de dollars tandis que les paiements versés par des sociétés sous contrôle étranger a doublé à 2 milliards de dollars. L'augmentation la plus forte de paiments de dividendes fut enregistrée par le groupe des grands producteurs de pétrole et de gaz naturel--une hausse de 915 millions de dollars pour s'élever à 1,7 milliard de dollars en 1986.

Graphique 4. COMPARAISON DES PAIEMENTS DE DIVIDENDES ET BÉNÉFICES NETS



3 - COMPARAISON DU RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES

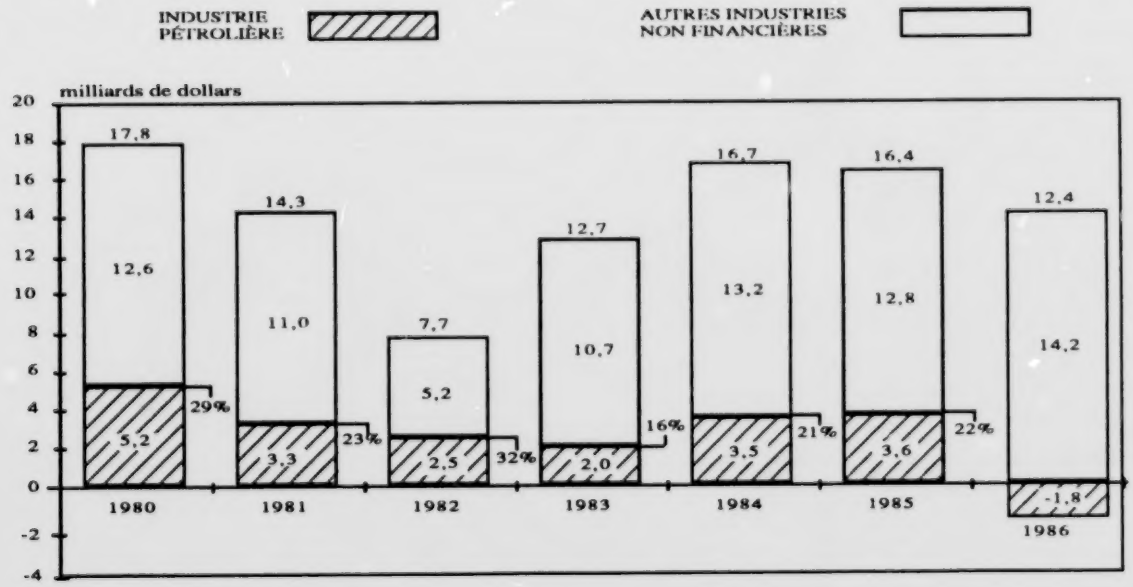
COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS

Grâce aux données de Statistique Canada, il est possible de mieux évaluer la performance financière du secteur pétrolier par rapport à celle des autres secteurs de l'économie(1).

Exclusion faite des sociétés d'État, les bénéfices nets tirés des activités canadiennes de l'industrie pétrolière, tels qu'établis après les postes extraordinaires, ont diminué de 3,6 milliards de dollars pour accuser une perte de 1,8 milliard de dollars en 1986, alors que ceux de l'ensemble des autres industries non financières présentent un contraste frappant avec une hausse de 11 %. Le graphique 5 montre que même si l'industrie pétrolière a contribué 3,6 milliards de dollars, soit 22 % du total des bénéfices nets en 1985, les pertes enregistrées en 1986 ont porté les bénéfices nets de l'ensemble des industries non financières à 12,4 milliards de dollars, c'est-à-dire une baisse globale de 24 %.

Le rendement de l'avoir propre des actionnaires de l'industrie pétrolière présente un taux de moins 5,2 % après les postes extraordinaires, ce qui équivaut à une forte diminution par rapport au rendement de 9,5 % affiché en 1985 et diffère considérablement de l'ensemble des autres industries non financières, avec un rendement de 9,7 % en 1986. L'industrie pétrolière a enregistré un rendement du capital utilisé de moins 0,2 % contre 7,5 % pour l'ensemble des industries non financières. (annexe A, tableau 11).

Graphique 5. COMPARAISON DES BÉNÉFICES NETS -- INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES



(1) Les données présentées dans cette section ne correspondent pas tout à fait à celles que l'on trouve ailleurs, bien qu'elles se rapprochent des résultats de l'examen de l'ASSP indiqués dans les chapitres 1 et 2. Les données sur l'industrie pétrolière fournies par Statistique Canada couvrent un plus grand nombre de sociétés que l'examen de l'ASSP, mais ne comprennent pas les entreprises gouvernementales, ni les activités à l'étranger des sociétés au Canada. L'examen de l'ASSP couvre l'ensemble des activités des sociétés pétrolières exploitées au Canada, y compris les sociétés d'État, dont l'actif et les recettes dépassent une certaine limite.

DÉPENSES DE CAPITAL

Selon les données compilées par Statistique Canada, les dépenses brutes de capital (c.-à-d. avant déduction des subventions du PESP) de l'industrie pétrolière ont diminué de 31 % en 1986 par rapport à 1985 (tableau 12), surtout en raison de la baisse des prix du pétrole brut. Les dépenses de capital des autres industries non financières ont enregistré une hausse de 13 %, du fait, en grande partie, que le renforcement du secteur de la fabrication et des autres secteurs non financiers a plus que compensé la réduction des dépenses d'extraction minière. Par conséquent, la part de l'industrie pétrolière dans l'ensemble des dépenses de capital des industries non financières a diminué de 10 points de pourcentage pour passer à 20 % en 1986.

Tableau 12. COMPARAISON DES DÉPENSES DE CAPITAL - INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET TOUTES LES AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES

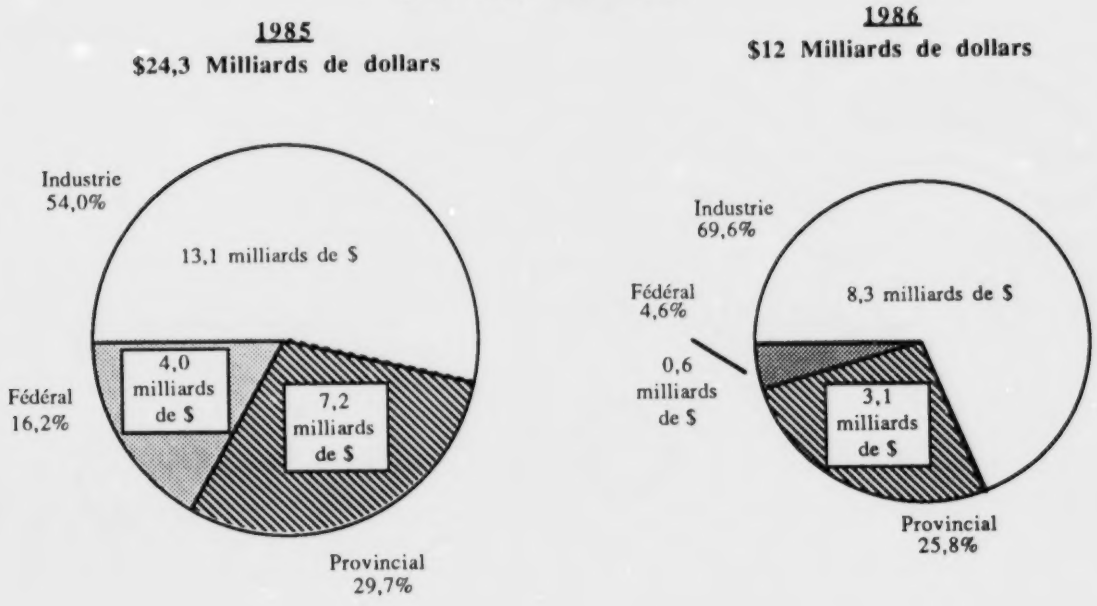
		1985	1986	Augmentation (Diminution)	
		----- en milliards de $ -----			(%)
1.	Fabrication	8,5	10,5	2,0	23
2.	Extraction minière	1,6	1,4	(0,2)	(9)
3.	**Autres industries non financières**	**14,2**	**15,6**	**1,4**	**10**
4.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (non compris l'industrie pétrolière)	**24,3**	**27,5**	**3,2**	**13**
5.	Industrie pétrolière	10,3	7,1	(3,2)	(31)
6.	**TOTAL, INDUSTRIES NON FINANCIÈRES** (y compris l'industrie pétrolière)	**34,6**	**34,6**	-	-
7.	Ligne 5 en % de la ligne 6	29,7	20,5		

SOURCE: Statistique Canada, 61-003, **Sociétés industrielles: Statistique financière**. Cette étude ne comprend pas les entreprises gouvernementales. Toutes les dépenses sont brutes et comprennent les subventions du PESP et d'autres subventions de capital.

4 - PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

Les recettes à partager[1] ont chuté de plus de la moitié pour s'établir à 12 milliards de dollars, et ainsi atteindre leur plus bas niveau depuis 1980. La chute précipitée des prix du pétrole brut a eu pour effet de ralentir considérablement la valeur de la production en amont tout en réduisant nettement l'autofinancement de l'industrie et la mainmise du gouvernement fédéral. L'Accord de l'Ouest a servi d'instrument dans la suppression progressive et l'élimination définitive des nombreuses taxes et frais fédéraux. Il en a résulté que la part du gouvernement, en terme de pourcentage, a diminué dramatiquement, passant de 16,2 % en 1985 à 4,6 % en 1986 alors que la part de l'industrie a passé de 54 % à 69,6 %. Les provinces quant à elles, ont vu leur part diminué de 29,7 % en 1985 à 25,8 % en 1986.

Graphique 6. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS



---

(1) Recettes disponible à partager = Recettes brutes en amont
- Frais d'exploitation
+ Frais d'exportation du pétrole
+ Redevance spéciale de participation canadienne
+ Changement apporté au Compte du FIP
= Total des recettes disponibles à partager

Le partage des recettes est évalué pour l'ensemble de l'industrie en amont, et les chiffres ne se limitent pas aux sociétés déclarantes à l'ASSP. Énergie, Mines et Ressources Canada, Revenu Canada et les gouvernements provinciaux ont fourni les chiffres pour les composantes du partage des recettes qui ne sont pas directement liées aux activités en amont.

Tableau 13. PARTAGE DES RECETTES ENTRE L'INDUSTRIE ET LES GOUVERNEMENTS

	Recettes 1985	Recettes 1986	Augmentation (Diminution)	
	----- en milliards de $ -----			(%)
PART DE L'INDUSTRIE				
Ressources d'autofinancement (avant l'intérêt)	12,73	7,84	(4,89)	(38)
PESP et autres subventions d'encouragement	1,75	1,01	(0,74)	(42)
Paiements fonciers aux provinces	(1,33)	(0,49)	(0,84)	63
Part totale de l'industrie[a]	**13,15**	**8,36**	**(4,79)**	**(36)**
PART PROVINCIALE				
Redevances et impôt sur la propriété foncière libre[b]	5,73	3,14	(2,59)	(45)
Paiements fonciers	1,32	0,49	(0,83)	(63)
Impôt sur le revenu des sociétés[c]	0,47	(0,20)	(0,67)	-
Frais d'exportation du pétrole	0,17	-	(0,17)	-
PESP et autres subventions d'encouragement	(0,50)	(0,34)	0,16	32
Part totale des provinces	**7,19**	**3,09**	**(4,10)**	**(57)**
PART FÉDÉRALE				
TRPG	2,27	0,47	(1,80)	(79)
Impôt sur le revenu des sociétés	2,54	0,76	(1,78)	(70)
Redevance de participation canadienne	0,49	-	(0,49)	-
Frais d'exportation du pétrole	0,17	-	(0,17)	-
Indemnisation pétrolière nette[d]	(0,27)	-	0,27	-
Paiements fonciers	0,01	-	(0,01)	-
Subventions du PESP	(1,26)	(0,67)	0,59	47
Part fédérale totale	**3,95**	**0,56**	**(3,39)**	**(86)**
GRAND TOTAL	**24,29**	**12,01**	**(12,28)**	**(50)**

NOTA:
(a) Appliqué aux paiements d'intérêts, à l'amortissement du capital, au revenu tiré du capital et aux dépenses nettes de capital.
(b) Données de sources provinciales. Les chiffres rendent compte des paiements de redevance réels qui ont été effectués durant l'année. Ils ne comprennent donc pas les crédits de redevance réclamés par les sociétés dans le cadre de régimes de subvention provinciaux. Les redevances versées aux autochtones et à l'égard de propriétés foncières libres de toute servitude ainsi que les redevances payées aux propriétaires fonciers sont exclues des calculs.
(c) Chiffres nets, déduction faite des dégrèvements accordés à l'industrie par les gouvernements provinciaux telle que le crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances.
(d) Recettes perçues par le gouvernement du Canada moins les montants affectés au financement de l'indemnisation des importateurs de pétrole, de la production donnant droit au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et au Prix spécial de l'ancien pétrole (PSAP), de livraisons de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et de certains échanges de pétrole brut entre le Canada et les États-Unis.

PART DE L'INDUSTRIE

La part des recettes qui revenait à l'industrie en 1986 était de 69,6 % du total des recettes disponibles contre 54 % l'année précédente. Néanmoins, de façon absolue, la part des recettes de l'industrie a été sérieusement diminuée alors que les ressources d'autofinancement avant les intérêts ont chuté à 38 % ou 4,9 milliards de dollars. D'autre part, le PESP et autres subventions ont été réduits de 42 % ou 740 millions de dollars. En raison de la baisse des prix du pétrole en 1986 les paiements fonciers ont chuté à 490 millions de dollars, marquant une baisse de 63 % du niveau atteint en 1985 qui se chiffrait alors à 1,3 milliard de dollars--le plus bas niveau atteint au cours des dix dernières années.

PART DES PROVINCES

La part provinciale des recettes tirées de la production pétrolière en 1986 était de 25,8 % du total des recettes disponibles, contre 29,7 % en 1985. Les redevances, composant le plus important des recettes, ont été touchées par la baisse du prix du pétrole brut et des taux de redevances en subissant une diminution de près de la moitié pour atteindre 3,1 milliards de dollars en 1986. Le taux moyen des redevances provinciales et de la taxe sur la propriété foncière libre, exprimé en pourcentage des recettes de production en amont a baissé de 19,4 % en 1985 à 16,9 % en 1986. Ceci est dû aux réductions des redevances et des taux d'imposition ainsi qu'à la mise sur pied en 1985 et 1986, de programmes d'exemption temporaire du versement de redevances par l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. Cette source a fourni à l'Alberta 2,7 milliards de dollars, à la Saskatchewan 0,3 milliard de dollars et à la Colombie-Britannique 0,1 milliard de dollars. Quant aux paiements fonciers, ces mêmes provinces ont reçu respectivement 390 millions de dollars, 23 millions de dollars et 72 millions de dollars. Les impôts sur le revenu des sociétés d'Etat ont chuté de 470 millions de dollars en 1985 à un moins 200 millions de dollars en 1986, indiquant ainsi de faibles revenus liés à une augmentation d'environ 75 millions de dollars en dégrèvement d'impôt payé à l'industrie sous la forme de crédit d'impôt de l'Alberta au titre des redevances.

PART DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL

La part fédérale des recettes a presque été effacée, chutant de 3,4 milliards de dollars ou 86 %, passant de 4 milliards de dollars en 1985 à 560 millions de dollars en 1986. La taxe sur les recettes pétrolières et gazières a retréci de 79 % ou 1,8 milliard de dollars du niveau atteint en 1985, en raison de la suppression progressive de la taxe au début de 1986 et de son abolition le 1er octobre 1986. Suite à une importante baisse des recettes tirées de l'impôt sur le revenu des sociétés, celles-ci sont passées de 2,5 milliards de dollars en 1985 à 760 millions de dollars en 1986. En outre, l'Accord de l'Ouest a résulté en l'élimination d'un nombre de sources de revenus pendant que les paiements en vertu du programme de subventions au pétrole ont été peu à peu éliminés.

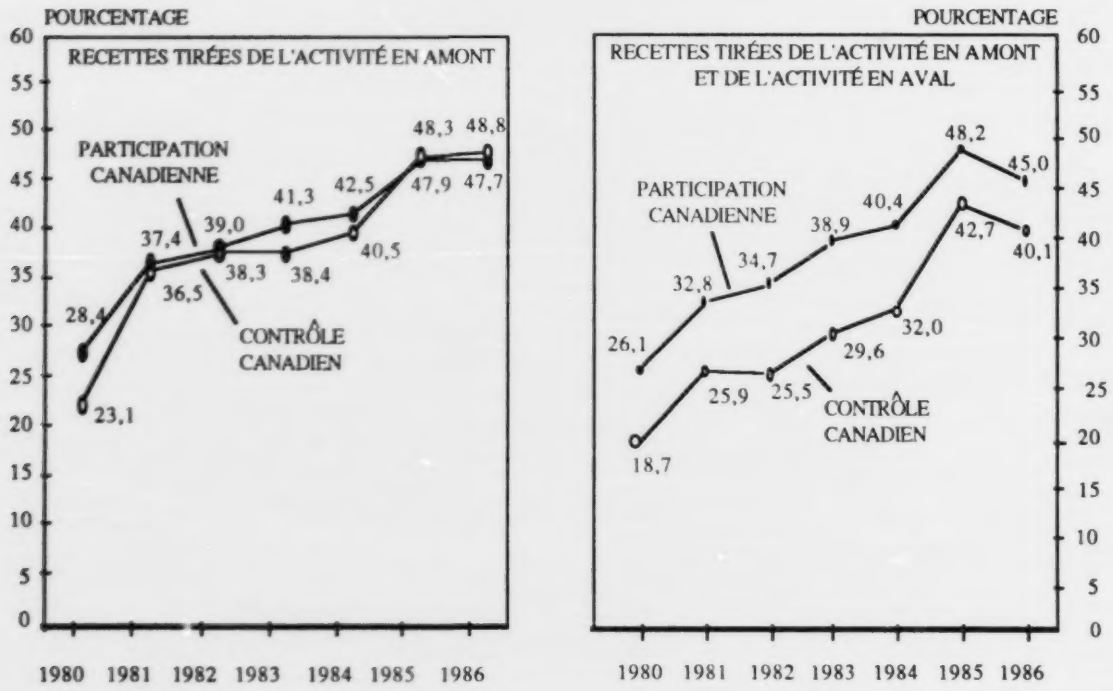
5 - TENDANCES EN MATIÈRE DE PARTICIPATION ET DE CONTRÔLE

Les changements au niveau de participation et de contrôle canadiens de l'industrie pétrolière en 1986 furent légers en ce qui a trait aux bénéfices en amont seulement, mais on note des modifications remarquables pour toutes les activités pétrolières principalement à cause des pertes du secteur en aval.

La participation canadienne dans les bénéfices en amont se chiffrait à 47,7 % en 1986, une baisse fractionnaire comparativement à 47,9 % pour 1985, tandis que le contrôle des bénéfices en amont a augmenté de 0,5 point de pourcentage en passant de 48,3 % en 1985 à 48,8 % en 1986.

Cependant, la participation canadienne dans les bénéfices en amont et en aval a diminué de 3,2 points de pourcentage à 45 % en 1986, alors que le contrôle canadien des flux de bénéfices combinés a diminué de 2,6 points de pourcentage à 40,1 %. Ce fait s'explique par la vente d'éléments d'actif du secteur aval conclue par une importante société sous contrôle canadien. Une entreprise sous contrôle étranger a acheté une partie de ces éléments d'actifs.

Graphique 7. PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE



Le dépouillement d'une société importante sous contrôle canadien de ses activités en aval , menant à sa reclassification de société intégrée à celle de grand producteur, s'est reflété en un mouvement divergent dans les données de participation et de contrôle des deux principaux groupes de l'industrie:

- La participation canadienne dans la catégorie des sociétés intégrées et des raffineurs a baissé de 7,1 points de pourcentage à 41,8 % fondé sur les revenus en amont et en aval tandis que le contrôle canadien a baissé de 6,1 points de pourcentage pour atteindre 31,7 %. En ce qui a trait aux revenus en amont seulement, il y eut des diminutions de 10,9 et 13,2 points de pourcentage respectivement en matière de participation et contrôle canadiens

- La participation canadienne dans la catégorie de producteurs du pétrole et du gaz naturel a augmenté de 46,7 % en 1985 à 53,2 % en 1986 pour les revenus reliés au pétrole dans l'ensemble, tandis que le contrôle canadien a passé de 55,3 % à 61,6 %. En ce qui concerne seulement les revenus en amont la participation canadienne a augmenté de 45,7 % à 51 % et le contrôle canadien est passé de 54,4 % à 59,6 %.

Des renseignements supplémentaires en matière des tendances de participation et de contrôle canadien sont fournis dans l'annexe A, tableau 17.

Tableau 14. PARTICIPATION ET CONTRÔLE PAR PAYS ET PAR SECTEUR[a]

	Participation		Contrôle	
	1985	1986	1985	1986
	(%)		(%)	
États-Unis	40,3	40,2	42,8	42,3
Autres pays	11,5	14,8	14,4	17,5
TOTAL - PAYS ÉTRANGER	**51,8**	**55,0**	**57,3**	**59,9**
Secteur public canadien	13,6	16,0	14,9	15,6
Secteur privé canadien	34,7	29,0	27,8	24,5
TOTAL - CANADA	**48,2**	**45,0**	**42,7**	**40,1**

NOTA: (a) Basé sur des revenus en amont et en aval reliés au pétrole et utilisant les données de participation à la fin de 1986.

6 - RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1982 À 1986

La cueillette de renseignements des cinq dernières années provenant de l'examen de l'activité de l'industrie pétrolière et gazière permet de comparer un certain nombre de caractéristiques du rendement financier de cette industrie au cours de la période allant de 1982 à 1986. Pour que ceux qui utiliseront cet examen puissent avoir une meilleure perspective (malgré les distortions provoquées par l'inflation), le tableau 15 présente des données applicables à 111 sociétés faisant rapport à l'ASSP et pour lesquelles des statistiques sont disponibles pour toute la période visée. Des données d'exploitation détaillées concernant ces sociétés et constituant presque 100 % de la base des données de l'ASSP relative aux recettes en 1986, sont présentées aux tableaux 9 et 10 de l'annexe B.

Tableau 15. RÉSUMÉ QUINQUENNAL DE L'ACTIVITÉ, DE 1982 À 1986

	1982	1983	1984	1985	1986
	en milliards de $				
RECETTES					
Ensemble de l'activité[a]	57,0	59,1	62,9	66,0	47,1
En Amont	21,0	23,9	26,4	27,6	16,7
En Aval	31,3	30,7	31,9	34,0	26,4
BÉNÉFICES NETS					
Ensemble de l'activité[a]	1,8	1,5	3,7	2,8	(2,5)
En Amont	2,1	2,5	3,1	2,9	(1.7)
En Aval	0,4	(0,1)	0,4	0,2	0,8
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT					
Ensemble de l'activité[a]	7,4	8,6	10,5	11,3	7,4
En Amont	5,8	7,3	8,3	9,3	5,1
En Aval	1,3	0,8	1,1	1,1	1,6
DÉPENSES DE CAPITAL					
En Amont	6,4	6,8	7,8	9,1	6,0
En Aval	2,2	1,6	0,9	0,8	0,7
Autres	1,9	1,2	0,9	0,9	0,5
Total au Canada	**10,5**	**9,6**	**9,6**	**10,7**	**7,2**
Dépenses à l'étranger	**1,1**	**0,7**	**0,6**	**1,1**	**0,4**
TOTAL DES DÉPENSES DE CAPITAL	**11,6**	**10,3**	**10,2**	**11,8**	**7,7**
PAIEMENTS DE DIVIDENDES	1,1	1,3	1,3	1,8	2,5
	(%)				
TAUX DE RÉINVESTISSEMENT TOTAL[b]	138,4	100,7	80,3	87,1	88,2
TAUX DE RÉINVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR AMONT[b]	85,8	69,8	71,5	76,7	95,9
INDICE DE DÉFLATION DE LA DNB	100,0	104,9	108,7	112,4	115,5

NOTA: (a) Comprend "l'activité autre au Canada" et l'activité à l'étranger
(b) Les définitions sont données aux notes (a) et (b) de l'annexe A, tableau 15.

TENDANCES PRINCIPALES

Comme la période de 1982 à 1986 a été marquée par des taux annuels d'inflation variables, tel que reflété au tableau 15 à la rubrique "indice de déflation de la DNB', toute comparaison facile aurait inévitablement pour effet de déformer les tendances indiquées. Par ailleurs, un rajustement des données pour tenir compte de l'inflation nécessite plus que la simple application de facteurs en dollars constants à la composante majeure des revenus et des coûts. Mais de telles précisions ne sauraient convenir dans le présent examen, et les auteurs n'ont pas tenté de les apporter.

Par conséquent, on s'est contenté de mentionner ci-après les seules tendances qu'il est possible d'analyser sans qu'elles ne soient déformées par l'inflation.

1. Les recettes ont chuté de 17 % pour passer à 47 milliards de dollars de 1982 à 1986, c'est-à-dire qu'elles ont baissé au taux annuel moyen d'environ 4,7 %, créant ainsi un précédent. La baisse de 29 % des bénéfices totaux enregistrée en 1986 relativement à l'année précédente résulte de la chute précipitée des prix du pétrole brut amorcée au début de l'année 1986 et de la baisse modérée du volume de production de pétrole brut et de gaz naturel. L'année 1986 contraste donc avec la période allant jusqu'en 1985, période durant laquelle les prix élevés du pétrole brut et du gaz naturel ont favorisé la croissance du secteur amont, lequel en retour a donné l'élan nécessaire à la croissance des bénéfices globaux. De même, la production de pétrole brut et de liquides de gaz naturel a augmenté progressivement pour atteindre un niveau record en 1985.

2. Les bénéfices nets ont atteint leur plus bas niveau en 1986 avec une perte de 2,5 milliards de dollars, après avoir atteint un sommet de 3,7 milliards de dollars ou 5,8 % des recettes en 1984. La perte enregistrée en 1986 est surtout attribuable à la baisse importante des prix du pétrole brut, combinée à l'augmentation importante des sommes radiées de la valeur de l'actif de 3,4 milliards de dollars en 1986. La proportion particulièrement faible des bénéfices nets par rapport aux recettes de 1983 est due à la réduction importante de la valeur de l'actif d'une grande société sous contrôle canadien et à la disparition des profits du secteur aval. En 1984, les profits du secteur amont ont atteint un haut niveau, c'est-à-dire 11,7 % des recettes, tandis qu'en 1986, elles ont subi une baisse évaluée à 1,7 milliard de dollars.

3. Les ressources d'autofinancement en tant que pourcentage des recettes ont diminué considérablement, passant d'un haut niveau de 17,1 % en 1985 à 15,8 % en 1986. Les ressources d'autofinancement du secteur amont ont représenté 31 % des recettes du secteur amont en 1986, contre 34 % en 1985. Les ressources d'autofinancement du secteur aval ont grimpé en 1986 pour atteindre leur niveau le plus élevé en 5 ans, 1,6 milliard de dollars ou 6,1 % des recettes aval, alors qu'en 1985, les ressources ont représenté 3,2 % des recettes.

4. Les dépenses de capital ont atteint en 1986 le niveau le plus bas depuis 5 ans dans toutes les catégories, après avoir connu un sommet en 1985. Les dépenses de capital du secteur amont, qui ont atteint un sommet de 9,1 milliards de dollars en 1985, ont représenté 75 % ou 3,1 milliards de dollars de l'ensemble de la diminution des dépenses de capital en 1986.

5. Les taux de réinvestissement anormalement élevés qui ont été enregistrés de 1982 à 1983, sont attribuables à l'engagement de dépenses importantes dans des activités en aval et dans d'autres activités au Canada; ces taux ont atteint leurs plus bas niveau en 1984, puis ont augmenté légèrement en 1985. Le taux de 1986 se situait un tout petit peu au-dessus de celui de l'année précédente, alors que les dépenses de capital et les ressources d'autofinancement ont diminué tout en suivant sensiblement les mêmes proportions.

6. Les paiements de dividendes ont plus que doublé pour atteindre 2,5 milliards de dollars entre 1982 et 1986 avec des échelons de paiement aussi élevés que 87 % de gains réalisés en 1983 comparativement à 35 % en 1984, et une moyenne de gains établie à 64 % en 1985. Entre 1982 et 1985 les dividendes ont toujours augmenté; la variation marquée des taux de paiement était surtout due aux fluctuations des bénéfices nets à la suite de déductions extraordinaires. En dépit de baisses importantes des recettes et des bénéfices nets en 1986, les débours de dividendes ont augmenté pour atteindre 2,5 milliards de dollars, alors que les gains de l'industrie ont diminué pour accuser une perte de 2,5 milliards de dollars.

ANNEXES

ANNEXES

		Page
A	**DONNÉES SUPPLÉMENTAIRES**	
1	Revue de l'année	A-1
2	Résumé de l'offre et de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel	A-2
3	Prix du gaz naturel canadien : 1974 à 1987	A-3
4	Prix du pétrole brut canadien : 1978 à 1987	A-4
5	Pétrole brut - Moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région - Moyenne des coûts de transport à partir d'Edmonton	A-5
6	Moyenne des prix nets des produits pétroliers pour certains des principaux produits et des catégories commerciales par région	A-6
7	Prix des produits pétroliers pour certains des principaux produits vendus aux détaillants privés de produits de marque	A-7
8	Bénéfices nets par secteur d'activité et par type de société	A-8
9	Rapport des frais d'intérêts au revenu avant impôts 1986	A-9
10	Taux de rendement : industrie pétrolière canadienne	A-10
11	Taux de rendement : industrie pétrolière et autres industries	A-11
12	Ventilation des subventions du PESP par région et par type de dépenses	A-12
13	Puits achevés et mètres de forage au Canada	A-13
14	Dépenses d'exploration brutes au Canada, par région	A-14
15	Taux de réinvestissement	A-15
16	Paiements de dividendes	A-16
17	Participation et contrôle canadiens par groupe de sociétés et type d'activité	A-17
B	**ENSEMBLE DES RÉSULTATS DE L'EXAMEN**	
1	État des revenus et des dépenses	B-1
2	Rendement financier par principaux secteurs d'activités	B-8
3	Sources et affectations des fonds	B-11
4	Dépenses de capital en amont au Canada, par emplacement	B-12
5	Dépenses de capital, par activité	B-13
6	Bilan	B-14
7	Volume et valeur de la production	B-15
8	Frais d'exploitation en amont et redevances	B-16
9	État des revenues et dépenses: 1982 à 1986	B-17
10	Sources et affectations des fonds: 1982 à 1986	B-18
C	**GLOSSAIRE**	C-1
D	**MANDAT DE L'ASSP**	D-1
E	**RECETTES EN AVAL ET MÉTHODES D'ÉVALUATION DES STOCKS**	E-1
F	**SOMMAIRE DES NOTES D'ORIENTATION DE L'I.C.C.A.**	F-1

REVUE DE L'ANNÉE

1986

Jan. - Les prix du pétrole brut à l'échelle nationale et internationale ont commencé à baisser brusquement. Les prix du pétrole canadien ont atteint un taux plus bas que 33 $/b.

7 fév. - Les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve déposent leur projet de loi respectif pour la mise en oeuvre de l'Accord Atlantique sur la gestion des ressources pétrolières et gazières et le partage des recettes. Le prix moyen du pétrole brut au Canada a chuté à 22,20 $/b.

1er avril - L'Alberta a annoncé une augmentation du Programme de crédit d'impôts au titre des redevances, soit 95 % au lieu de 75 % des redevances provinciales payables peuvent maintenant être créditées à l'impôt sur le revenu provincial, et la création du Programme d'encouragement à l'exploration et au forage, lequel assure un crédit de 50 % sur les coûts d'exploration en réduction des redevances payables à l'Alberta.

30 avril - Les modifications de la Loi sur la taxe sur les recettes pétrolières et gazières portent le crédit que peuvent recevoir les petits producteurs de 500 000 $ à 2 millions de dollars et réduisent à zéro, jusqu'à la fin de 1986, le taux de la taxe applicable aux activités d'exploitation des sables pétrolifères de Syncrude et Suncor.

Juillet - Le prix moyen du pétrole brut au Canda a atteint un taux bas de 14,60 $/b.

26 août - Les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse signent l'Accord Canada Nouvelle–Écosse sur les ressources pétrolières offshore.

Sept. - L'Institut canadien des comptables agréés a publié des notes d'orientation, qui s'appliquent aux exercices complets prenant fin après septembre 1986 concernant l'application de la méthode de capitalisation du coût entier aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production pétrolière et gazière.

8 sept. - Le gouvernement du Canada annonce que la taxe sur les recettes pétrolières et gazières sera abolie à compter du 1er octobre 1986. L'Agence de surveillance du secteur pétrolier est chargée de faire parvenir au gouvernement fédéral des rapports périodiques sur l'état des réinvestissements dans l'industrie au cours des deux prochaines années et demi.

29 oct. - L'Alberta a annoncé des réductions sur le taux de redevances à l'égard du gaz naturel et du pétrole découvert avant 1974 et ayant totalisé en moyenne 2 points de pourcentage; les redevances sur de telles productions sont actuellement 31 % pour le pétrole et 25 % pour le gaz naturel. Les taux de redevances sur le pétrole et le gaz naturel découvert depuis 1974 a baissé en moyenne de 4 points de pourcentage à 23 % et 19 % respectivement. Des taux "zéro" de la taxe de redevances, ou "exonération temporaire", sont maintenant stipulés pour la production des puits forés entre octobre 1986 et novembre 1989 pour des périodes de plus en plus courtes ne dépassant pas 5 ans de la date antérieure et selon la date du début des forages. En outre, le Programme de crédit d'impôts au titre des redevances pour les petits producteurs s'est enrichi de 75 millions de dollars en 1987.

1er nov. - Les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan cessent d'administrer les prix interprovinciaux du gaz naturel.

Déc. - L'Office national de l'énergie du Canada dans un rapport prévoit que le Canada dépendra beaucoup plus des réserves de pétroles dans les régions offshore. Le prix moyen du pétrole au Canada a dépassé les 19 $/b pour la première fois depuis février 1986.

Déc. - La Saskatchewan a introduit une structure du taux de redevances basée sur la variation des prix résultant en la diminution des redevances alors que les prix sont à la baisse ainsi que des redevances fixées de 1 % sur la production de puits inférieure à 5 barils (0,8 mètre cube) par jour. "L'exonération temporaire" des redevances d'une durée de 3 ans a été accordée pour la production de nouveaux puits.

1987

25 mars - Le gouvernment canadien a annoncé la mise sur pied du Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole (PCEM) visant à aider l'industrie avec un fonds de 350 millions de dollars par an.

28 mai - L'Agence de surveillance du secteur pétrolier a publié un rapport final, à savoir que les ressources additionnelles d'autofinancement de l'industrie résultant de l'abolition de la taxe sur les recettes pétrolières et gazières seront utilisées telles que prévues afin d'augmenter les dépenses de capital et de maintenir les emplois, plutôt que d'élever les dividendes ou autres déboursés payés aux actionnaires.

18 juin - Le ministre des Finances a déposé un livre blanc sur la réforme fiscale. En vertu des recommandations, les taux moyens d'imposition de l'industrie pétrolière devraient sensiblement baisser en raison de la diminution des taux d'imposition des sociétés malgré l'élimination de la déduction de l'épuisement acquise sur les sables pétrolifères et les projets de récupération assistée. Le Programme canadien d'encouragement à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole (PCEM) doit être réduit progressivement d'ici 1989.

Annexe A-2

RÉSUMÉ DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE DE PRODUITS PÉTROLIERS ET DE GAZ NATUREL[a]

			1985	1986	Augmentation (Diminution)
PRODUITS PÉTROLIERS[b]			(en milliers de m^3/jour)		(%)
Production	-	Pétrole brut	250	250	-
	-	Liquides de gaz naturel[c]	38	36	(6)
	-	**PRODUCTION TOTALE**	**288**	**286**	**(1)**
Exportations nettes[d]	-	Pétrole brut	32	37	15
	-	Liquides de gaz naturel	18	13	(17)
	-	Produits raffinés	12	5	(58)
	-	**TOTAL DES EXPORTATIONS NETTES**	**62**	**55**	**(11)**
Consommation	-	Liquides de gaz naturel	31	29	(6)
	-	Produits raffinés	226	226	-
	-	**TOTAL DE LA CONSOMMATION**	**257**	**255**	**(1)**

GAZ NATUREL	(en millions de m^3/jour)		(%)
Production	212	198	(7)
Exportations nettes	72	57	(21)
Consommation	140	141	1
Exportations autorisées par l'ONE	146	152	4

NOTA: (a) Les chiffres représentent l'activité totale de l'industrie et proviennent de sources diverses:

Production -- Statistique Canada (Catalogue 26-006)
Exportation nettes -- Direction des approvisionnements en pétrole d'ÉMR
Consommation -- Statistique Canada (Catalogue 45-004)

(b) Les produits pétroliers comprennent le pétrole brut classique et le brut synthétique ainsi que les liquides de gaz naturel (propane, butane et éthane) obtenus des installations de production et de retraitement du gaz. Les données sur la production, les exportations nettes et la consommation ne donnent pas un aperçu complet de l'équilibre entre l'offre et la demande puisque la propre consommation de l'industrie et les variations de ses stocks ne sont pas comprises.

(c) Ne comprend pas la production des raffineries, de 8,6 milliers de m^3/j en 1986 et de 7,6 milliers de m^3 /j en 1985.

(d) En gros, les importations pétrolières (y compris les arrivages prévus en vertu d'échanges) pour 1985 et 1986 ont atteint respectivement 45 800 m^3/j et 56 700 m^3/j (288 200 b/j et 356 800 b/j), ou 18% et 22% de la consommation intérieure au cours de ces périodes.

PRIX DU GAZ NATUREL CANADIEN: 1974 À 1987

	Prix au départ du gisement, y compris les rentrées supplémentaires des exportations	Prix à la frontière de l'Alberta	Prix à Toronto	Ventes pondérées réalisées en Ontario	Marché de l'Ontario		
					Résidentiel	Commercial	Industriel
	$ par gigajoule						
1974	...	0,28	0,55	0,83	1,26	0,94	0,64
1975	...	0,53	0,82	1,13	1,56	1,21	0,94
1976	0,98	0,84	1,24	1,61	2,04	1,69	1,40
1977	1,21	1,04	1,47	1,85	2,44	1,96	1,37
1978	1,44	1,28	1,77	2,14	2,74	2,22	1,90
1979	1,66	1,36	1,92	2,35	3,03	2,43	2,06
1980	2,30	1,61	2,23	2,69	3,43	2,73	2,36
1981	2,34	1,75	2,42	3,40[a]	4,24	3,41	3,03
1982	2,53	2,01	2,80	4,16[a]	4,93	4,12	3,70
1983	2,48	2,48	3,38	4,74[a]	5,72	4,78	4,15
1984	2,61	2,78	3,71	4,74	6,07	4,89	4,16
1985	2,47	2,80	3,76	4,72	6,14	4,91	4,13
1986 jan.	2,41	2,80	3,78	4,78	5,54	4,77	4,11
fév.	2,35	2,80	3,78	4,80	5,55	4,77	4,15
mar.	2,33	2,80	3,78	4,78	5,59	4,79	4,11
avril	2,24	2,80	3,78	4,70	5,72	4,78	3,99
mai	2,30	2,80	3,78	4,70	6,07	4,86	4,08
juin	2,24	2,80	3,78	4,65	6,58	4,92	4,07
juil.	2,25	2,80	3,78	4,71	6,70	4,92	4,09
août	2,24	2,80	3,78	4,60	6,92	4,98	3,93
sept.	2,28	2,80	3,78	4,57	6,62	4,88	3,93
oct.	2,38	--	--	4,57	6,09	4,88	3,87
nov.[b]	--	--	--	4,63	5,74	4,77	3,84
déc.	--	--	--	4,70	5,54	4,68	3,97
Moyenne	--	--	--	4,68	6,06	4,83	4,01
1987 jan.	--	--	--	4,31	5,33	4,48	4,13

NOTA: (a) L'augmentation de la moyenne des ventes réalisées de 1981 à 1983 traduit la mise en place de la taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN).

(b) À compter du 1er novembre 1986, une nouvelle entente sur le gaz naturel est intervenue entre les gouvernments fédéral et provinciaux, en respectant la déréglementation sur les prix et le marché du gaz naturel. Il en résulte maintenant que le prix du gaz naturel sur le marché canadien est déterminé réciproquement par les acheteurs et vendeurs commerçants.

Annexe A-4

PRIX DU PÉTROLE BRUT CANADIEN: 1978 À 1987

		Prix à la tête de puits de l'ancien pétrole classique[a]		Redevance d'indemnisation pétrolière et autres redevances		Coût du pétrole brut excluant les frais de transport[b]		Coût d'acquisition pour les raffineurs à Montréal	
		($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)	($/b)	($/m^3)
1978									
1er	janv.	11,75	73,94					12,66	79,66
1979									
1er	janv.	12,75	80,23	0,33	2,08	13,08	2,31	14,13	88,92
1980									
1er	janv.	14,75	92,83	0,85	5,35	15,60	98,18	16,65	104,78
1981									
1er	janv.	17,75	111,70	5,05	31,77	22,80	143,47	24,07	151,47
1982									
1er	janv.	23,50	147,89	7,45	46,89	30,95	194,78	32,54	204,77
1983									
1er	janv.	29,75	187,22	4,91	30,89	34,66	218,11	35,79	225,25
1984									
10	nov.	29,75	187,22	7,69	48,39	37,44	235,61	39,44	248,21
1985									
1er	juin	36,40	229,06					38,30	241,02
	juil.	35,45	223,09					37,36	235,11
	août	35,21	221,58					37,12	233,60
	sept.	35,42	222,90					37,33	234,92
	oct.	36,27	228,25					38,18	244,26
	nov.	37,27	234,54					39,19	246,62
	déc.	37,06	233,22					38,99	245,36
1986									
	janv.	32,79	206,34					34,76	218,93
	fév.	22,20	139,70					24,18	152,16
	mars	16,48	103,71					18,46	116,17
	avr.	15,74	99,05					17,71	111,45
	mai	18,25	114,85					20,17	126,93
	juin	17,28	108,74					19,25	121,14
	juil.	14,60	91,88					16,58	104,34
	août	17,68	111,26					19,66	123,72
	sept.	18,90	118,94					20,97	131,96
	oct.	18,47	116,23					20,54	129,26
	nov.	18,79	118,24					20,86	131,27
	dec.	19,23	121,01					21,30	134,04
1987									
	janv.	22,74	143,10					24,87	156,51
	fév.	21,94	138,07					24,17	152,10
	mars	20,36	128,13					22,48	141,47

NOTA: (a) À partir du 1er juin 1985 (par suite de la déréglementation), le prix à la tête de puits, figurant sur ce tableau, a été calculé en se fondant sur le prix d'achat à Edmonton moins les frais de collecte évalués à environ 3,77$/m^3 (60 cents le baril).

(b) Les frais de collecte et de transport ainsi que les frais exigibles constituent la différence entre le prix à la tête de puits et le coût d'acquisition pour les raffineurs, à Montréal. Ces frais se sont chiffrés à 13,34$/m^3 (2,12$/b) le premier mars 1987.

PÉTROLE BRUT - MOYENNE DES COÛTS D'ACQUISITION AUX RAFFINERIES[1] PAR RÉGION ($/m³)

		COLOMBIE-BRITANNIQUE	PRAIRIES	ONTARIO	QUÉBEC[2]	RÉGION DE L'ATLANTIQUE[2]	TOTAL CANADA
1985	jan-mai	244,16	239,13	246,56	235,15	229,69	238,01
	juin	239,07	231,33	238,37	239,29	239,38	236,86
	juil.	230,38	228,68	236,49	235,38	230,63	233,02
	août	230,51	224,91	234,41	233,71	228,18	230,57
	sept.	232,21	225,66	231,20	233,61	235,48	230,89
	oct.	236,93	230,19	233,72	237,03	240,89	234,68
	nov.	241,65	236,80	238,69	243,70	250,20	240,82
	déc.	241,96	234,47	241,77	244,48	252,60	242,10
1986	jan.	225,22	210,50	234,03	242,48	246,43	230,49
	fév.	174,94	144,86	207,92	218,90	218,24	193,64
	mars	138,82	108,68	159,84	167,72	147,25	145,35
	avr.	108,24	106,22	128,56	117,67	107,10	117,34
	mai	119,50	121,20	113,33	116,16	121,77	117,24
	juin	117,61	113,15	117,80	122,66	120,63	117,77
	juil.	105,72	95,28	116,99	108,92	102,45	106,79
	août	116,48	115,48	110,82	105,20	103,83	111,07
	sept.	122,39	122,39	121,20	116,48	114,97	120,26
	oct.	124,16	118,31	128,56	126,95	127,12	125,03
	nov.	123,40	121,89	126,74	125,91	124,85	124,81
	dec.	127,24	126,42	128,82	132,35	132,59	128,97
1987	jan.	137,44	146,44	134,34	140,90	145,24	140,15
	fev.	146,44	142,16	148,20	150,93	154,18	147,70
	mars	143,80	137,19	145,51	145,85	145,68	143,23

MOYENNE DES COÛTS DE TRANSPORT[3] À PARTIR D'EDMONTON ($/m³)

		VANCOUVER	RÉGINA	SARNIA	TORONTO	MONTRÉAL
1985	jan.-mai	5,10	1,45	6,80	7,15	8,22
	juin-août	5,10	1,45	6,80	7,24	8,31
	sept.-oct.	5,10	1,45	6,86	7,30	8,37
	nov.	5,10	1,45	6,92	7,36	8,43
	déc.	5,10	1,45	6,98	7,43	8,50
1986	jan.-juil.	5,10	1,64	7,17	7,61	8,81
	août	5,10	1,65	7,17	7,61	8,87
	sept.-oct.	5,10	1,80	7,42	7,92	9,25
	nov.-dec.	4,47	1,80	7,42	7,92	9,25
1987	jan.	4,47	1,95	7,68	8,24	9,75
	fev.	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63
	mars	4,47	1,95	7,55	8,12	9,56
	avril	4,47	1,95	7,49	8,06	9,56
	mai	4,47	1,95	7,55	8,12	9,63

SOURCE: Énergie, Mines et Ressources Canada, Direction du pétrole

(1) Les variations de la moyenne des coûts d'acquisition aux raffineries par région est attribuable à des différences dans la qualité et au temps écoulé entre l'achat comme tel et les dates de livraison. En estimant à six semaines la période pour une livraison de Edmonton à Montréal, les réceptions d'un mois donné, à Montréal, refléteraient des achats de brut effectués au cours des deux mois précédents.

(2) Les moyennes exactes de coûts de l'importation de pétrole brut ne sont pas disponibles pour le Québec et la région de l'Atlantique, en raison de leur caractère confientiel. On a donc utilisé la moyenne des coûts d'importation de l'ensemble de l'Est canadien pour le calcul des moyennes régionales du Québec et de la région de l'Atlantique.

(3) Comprend les tarifs des pipelines et les pertes inhérentes aux pipelines, mais non les frais de transport par camion.

Annexe A-6

MOYENNE DES PRIX NETS[1] DES PRODUITS PÉTROLIERS POUR CERTAINS DES PRINCIPAUX PRODUITS ET DES CATÉGORIES COMMERCIALES PAR RÉGION

	1985	1986	Diminution[2]
	cents le litre		
ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB - Vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	39,7	32,9	6,8
Québec	36,1	29,7	6,4
Ontario	33,6	26,4	7,2
Prairies	37,0	30,6	6,4
Région du Pacifique	37,8	29,1	8,7
TOTAL CANADA	35,6	28,5	7,1
CARBURANT DIESEL - Catégories commerciale et industrielle			
Région de l'Atlantique	31,3	25,3	6,0
Québec	29,9	23,1	6,8
Ontario	28,7	24,0	4,7
Prairies	29,1	23,9	5,2
Région du Pacifique	28,9	24,1	4,8
TOTAL CANADA	29,2	23,9	5,3
MAZOUT LÉGER - Vente au détail de produits de marque			
Région de l'Atlantique	36,6	31,2	5,4
Québec	34,9	28,4	6,5
Ontario	36,5	31,5	5,0
Région du Pacifique	36,0	30,9	5,1
TOTAL CANADA	35,9	30,5	5,4
MAZOUT LOURD #6 - Toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	22,6	15,2	7,4
Québec	20,5	12,8	7,7
Ontario	21,1	11,3	9,8
Région du Pacifique	19,9	10,4	9,5
TOTAL CANADA	21,0	12,5	8,5
TOTAL DES PRODUITS PÉTROLIERS[3] - Toutes les catégories commerciales			
Région de l'Atlantique	35,3	27,7	7,6
Québec	33,0	26,2	6,8
Ontario	33,1	26,6	6,5
Prairies	34,7	27,3	7,4
Région du Pacifique	33,5	26,3	7,2
TOTAL CANADA	33,7	26,7	7,0

SOURCE: Statistique Canada, Division des prix

---

(1) Les moyennes pondérées des prix figurant sur ce tableau sont calculés à partir des données sur les volumes et le revenu des ventes provenant d'une étude menée auprès des grandes raffineries et concernant un large éventail de produits et de classes commerciales spécifiques. Les taxes provinciales sur les carburants, les taxes d'accise et de vente fédérales et les marge de bénéfices des détaillants ont été déduites des prix.

(2) Il s'agit des changements dans les prix nets par rapport à la période de l'année précédente.

(3) Il s'agit de la somme des produits pétroliers de l'échantillon de l'étude de Statistique Canada.

PRIX DES PRODUITS PÉTROLIERS POUR CERTAINS DES PRINCIPAUX PRODUITS VENDUS AUX DÉTAILLANTS PRIVÉS DE PRODUITS DE MARQUE

	1985		1986	
	Prix cents le litre	Part du marché[1] (%)	Prix cents le litre	Part du marché[1] (%)
ESSENCE SUPER SANS PLOMB				
Québec	31,3	8,2	22,4	9,0
Ontario	31,2	10,1	23,1	9,1
Prairies	30,9	6,5	22,3	4,9
ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB				
Québec	29,8	12,1	22,0	10,8
Ontario	29,6	19,5	22,3	18,0
Prairies	30,1	13,1	22,3	12,2
ESSENCE ORDINAIRE				
Québec	28,7	13,4	19,4	15,4
Ontario	28,3	21,0	20,7	20,7
Prairies	27,9	13,6	21,1	13,1
CARBURANT DIESEL				
Québec	27,3	12,1	18,1	11,4
Ontario	26,8	7,3	21,0	8,5
MAZOUT LÉGER				
Québec	28,7	25,4	22,2	26,2
Ontario	28,0	33,4	20,7	28,0
Région du Pacifique	32,6	9,8	27,6	9,0

SOURCE: Statistique Canada, Division des prix

(1) Reflète une estimation de la part du marché des ventes des raffineries déclarantes, à l'exception des importations.

BÉNÉFICES NETS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ ET PAR TYPE DE SOCIÉTÉ

	1985	1986	Augmentation (Diminution)	
	en millions de $			(%)
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE CANADIEN				
En amont	844	(2 427)	(3 271)	-
En aval	13	332	319	-
Autres activités au Canada	(109)	(710)	(601)	-
Activités étrangères	44	(858)	(902)	-
Total, sociétés sous contrôle canadien	**792**	**(3 664)**	**(4 456)**	**-**
SOCIÉTÉS SOUS CONTRÔLE ÉTRANGER				
En amont	2 086	623	(1 463)	(70)
En aval	202	475	273	136
Autres activités au Canada	(205)	(89)	116	-
Activités étrangères	(9)	10	19	-
Total, sociétés sous contrôle étranger	**2 073**	**1 020**	**(1 053)**	**(51)**
TOTAL, INDUSTRIE				
En amont	2 929	(1 804)	(4 733)	-
En aval	215	807	592	275
Autres activités au Canada	(314)	(799)	(485)	-
Activités étrangères	35	(848)	(883)	-
TOTAL, INDUSTRIE	**2 865**	**(2 644)**	**(5 509)**	**(190)**

RAPPORT DES FRAIS D'INTÉRÊTS AU REVENU AVANT IMPÔTS[a] 1986

	(1) Revenu avant impôts	(2) Frais d'intérêt subis	(3) Taux des frais d'intérêt fois
	----- en millions de $ -----		
Sociétés intégrées et raffineurs	2 873	532	5,4
Sociétés pétrolières et gazières			
Grandes sociétés	1 622	1 517	1,1
Petites sociétés	20	849	-
Total, sociétés pétrolières et gazières	1 642	2 365	0,7
TOTAL, INDUSTRIE	**4 515**	**2 897[b]**	**1,6**
Sous contrôle canadien	1 448	2 263	0,6
Sous contrôle étranger	3 067	634	4,8

NOTA: (a) Les données de la colonne 1 représentent le total du revenu de l'ensemble des activités avant impôts tiré et d'intérêts versés alors que la colonne 2 montre le total des frais d'intérêt subis (versés et capitalisés). La colonne 3 indique le rapport de la colonne 1 à la colonne 2.

(b) En plus de 2,7 milliards de dollars de frais d'intérêt versés en 1986, il y a eu capitalisation de 150 millions de dollars (presqu'entièrement par des sociétés sous contrôle canadien).

Annexe A-10

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIERE CANADIENNE

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Moyenne de cinq ans se terminant 1985	Moyenne de cinq ans se terminant 1986
				%				
DE LA MOYENNE DU CAPITAL UTILISÉ								
AMONT								
Sociétés sous contrôle canadien	6,9	6,6	4,4	6,2	5,1	(4,0)	5,8	3,7
Sociétés sous contrôle étranger	7,4	10,0	14,0	12,3	10,9	3,9	10,9	10,2
Total de l'industrie	7,2	7,9	8,1	8,6	7,3	(0,9)	7,8	6,2
AVAL[a]								
Sociétés sous contrôle canadien	6,1	(2,3)	(2,4)	3,9	(1,8)	5,5	0,7	0,6
Sociétés sous contrôle étranger	12,0	4,6	0,8	4,0	3,2	7,5	4,9	4,0
Total de l'industrie	10,5	2,9	(0,1)	4,0	1,4	6,7	3,7	3,0
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	6,5	4,3	2,1	6,1	3,9	(4,2)	4,6	2,4
Sociétés sous contrôle étranger	9,2	7,3	8,2	8,2	7,1	4,4	8,0	7,0
Total de l'industrie	7,7	5,6	4,8	7,1	5,2	(0,7)	6,1	4,4
* *Memo: Raffineurs nationaux/Comm.*	9,2	2,3	(1,1)	3,3	0,8	6,4	2,9	2,3
Raffineurs régionaux/Comm.	14,4	5,0	3,3	6,2	2,8	7,4	6,3	4,9
DE LA MOYENNE DE L'AVOIR								
ACTIVITÉS AU CANADA								
Sociétés sous contrôle canadien	9,2	4,2	(2,2)	5,8	3,6	(15,1)	4,1	(0,7)
Sociétés sous contrôle étranger	12,4	9,9	11,8	12,6	11,1	5,8	11,6	10,2
Total de l'industrie	11,0	7,3	5,2	9,5	7,1	(5,0)	8,0	4,8
TOTAL DES ACTIVITÉS[b]								
Sociétés sous contrôle canadien	8,9	1,3	(3,4)	6,6	3,6	(18,5)	3,4	(2,1)
Sociétés sous contrôle étranger	12,6	9,7	11,8	12,6	11,0	5,8	11,5	10,2
Total de l'industrie	10,9	5,8	4,5	9,8	7,0	(7,1)	7,6	4,0

NOTA: (a) Dans le présent tableau, le terme aval désigne uniquement les activités liées aux produits pétroliers, c.-à-d. qu'il exclut les activités pétrochimiques et les autres activités aval.

(b) Activités amont, aval (comprenant aussi les activités pétrochimiques et les autres activités aval), autres activités au Canada et à l'étranger.

TAUX DE RENDEMENT: INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET AUTRES INDUSTRIES[a]

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Moyenne de cinq ans se terminant 1985	Moyenne de cinq ans se terminant 1986
	(%)							
RENDEMENT SUR L'AVOIR DES ACTIONNAIRES[b]								
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	11,1	8,0	5,9	10,0	9,5	(5,2)	8,9	5,6
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	11,3	5,0	9,3	10,7	9,6	9,7	9,2	8,9
Secteur manufacturier	11,3	3,9	10,4	12,1	10,2	10,6	9,6	9,4
Secteur minier	7,4	(1,8)	2,1	2,3	0,9	1,3	2,2	0,9
Autres industries	12,5	8,4	10,1	11,4	11,2	10,6	10,7	10,3
RENDEMENT SUR LE CAPITAL UTILISÉ[c]								
INDUSTRIE PÉTROLIÈRE	8,1	6,9	5,2	7,2	6,7	(0.2)	6,8	5,2
AUTRES INDUSTRIES NON FINANCIÈRES	8,7	5,1	7,3	8,2	7,6	7,5	7,4	7,2
Secteur manufacturier	9,3	4,3	8,5	9,6	8,3	8,5	8,0	7,9
Secteur minier	6,2	4,4	2,3	3,5	2,0	2,3	3,7	2,9
Autres Industries	8,8	6,9	7,3	8,0	8,0	7,6	7,8	7,6

SOURCE: Statistique Canada 61-003, **Trimestriel des sociétés industrielles**.

NOTA: (a) Les renseignements au tableau 3 (page 1-3) sont basés sur les données de l'ASSP telles que présentées à l'annexe A, tableau10.

(b) Le rendement de l'avoir des actionnaires se définit comme le profit net après impôt et postes extraordinaires divisé par la valeur comptable moyenne. Il sert à mesurer le rendement des investissements des actionnaires (capital libéré des actionnaires et bénéfices non répartis). Cette mesure sert souvent à comparer le rendement de sociétés de type et de taille différents.

(c) Le capital utilisé se définit comme étant l'actif total moins le passif courant. Les chiffres de bénéfices nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital utilisé ont été rajustés en additionnant l'intérêt versé après impôt sur les emprunts.

Annexe A-12

VENTILATION DES SUBVENTIONS DU PESP PAR RÉGION ET PAR TYPE DE DÉPENSES

	Exploration	Développement et production	TOTAL	Sous contrôle canadien	Sous contrôle étranger
	---------- en millions de $ ----------				
Colombie-Britannique					
1985	18	4	22	22	-
1986	7	4	11	11	-
Alberta					
1985	237	123	360	360	-
1986	94	52	146	146	-
Saskatchewan					
1985	27	27	54	54	-
1986	6	6	12	12	-
Autres Provinces					
1985	4	2	6	6	-
1986	1	1	2	2	-
Mer de Beaufort					
1985	447	-	447	430	17
1986	198	-	198	194	4
Est du Labrador					
1985	428	-	428	410	18
1986	289	-	289	283	5
Secteur sud du plateau de l'Atlantique					
1985	170	-	170	156	14
1986	92	-	92	81	12
Autres Terres du Canada					
1985	99	-	99	95	4
1986	55	-	55	49	6
TOTAL					
1985	1 431	156	1 588	1 534	53
1986	743	62	804	777	27

NOTA: Les subventions du PESP sont des subventions versées aux entreprises admissibles pour la réalisation de travaux d'exploration, de développement et de production au Canada. Le gouvernement de l'Alberta administre et verse les subventions relatives aux activités exécutées dans la province, et le gouvernement du Canada exécute le Programme dans le reste du Canada.

PUITS ACHEVÉS ET MÈTRES DE FORAGE AU CANADA

	PUITS D'EXPLORATION			PUITS DE DÉVELOPPEMENT		
	1985	1986	Augmentation (Diminution) (%)	1985	1986	Augmentation (Diminution) (%)
PUITS ACHEVÉS (nombre de puits)						
Colombie-Britannique	130	62	(52)	85	105	24
Alberta	2 145	1 531	(29)	4 910	3 196	(35)
Saskatchewan	845	311	(63)	2 913	861	(70)
Autres provinces	137	104	(24)	264	131	(50)
Le Nord du Canada[a]	36	40	11	27	17	(37)
Au large[b]	28	17	(39)	1	-	(100)
TOTAL	**3 321**	**2 065**	**(38)**	**8 200**	**4 310**	**(47)**
MÈTRES DE FORAGE (milliers)						
Colombie-Britannique	125	116	(7)	135	159	18
Alberta	3 179	2 284	(28)	5 132	3 850	25
Saskatchewan	838	300	(64)	2 721	820	(70)
Autres provinces	77	77	-	232	96	(59)
Le Nord du Canada[a]	88	88	-	24	15	(38)
Au large[b]	122	69	(43)	4	-	(100)
TOTAL	**4 429**	**2 934**	**(34)**	**8 248**	**4 940**	**(40)**

SOURCE: **Oilweek**, le 23 février 1987.

NOTA: (a) Tout le territoire canadien situé au nord du 60e parallèlle, y compris la baie d'Hudson.

(b) Les régions situées au large des côtes Est et Ouest.

Annexe A-14

DÉPENSES D'EXPLORATION BRUTES AU CANADA, PAR RÉGION

	1985	1986	Augmentation (Diminution)
	---- en millions de $ ---		(%)
TERRES PROVINCIALES			
Colombie-Britannique	214	176	(18)
Alberta	2 468	1 722	(30)
Saskatchewan	286	102	(64)
Autres Provinces	49	16	(68)
TOTAL, TERRES PROVINCIALES	**3 017**	**2 017**	**(33)**
TERRES DU CANADA			
Mer de Beaufort	629	394	(37)
Est du Labrador	693	463	(33)
Secteur sud du plateau de l'Atlantique	428	232	(46)
Autres Terres du Canada	163	118	(28)
TOTAL, TERRES DU CANADA	**1 913**	**1 207**	**(37)**
TOTAL, CANADA	**4 930**	**3 224**	**(35)**

TAUX DE RÉINVESTISSEMENT

	Total[a]		En amont[b]		En Amont[c] et Aval	
	1985	1986	1985	1986	1985	1986
	(%)		(%)		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	82	65	74	81	77	64
Sociétés pétrolières et gazières						
Grands producteurs	74	101	64	92	65	93
Petits producteurs	133	140	120	141	120	141
Total, sociétés pétrolières et gazières	90	113	78	106	79	106
TOTAL, INDUSTRIE	**87**	**89**	**77**	**97**	**78**	**85**
Sous contrôle canadien	91	110	76	121	77	102
Sous contrôle étranger	82	73	78	80	79	73

NOTA: (a) Total des dépenses de capital (sans tenir compte des subventions PESP et autres) exprimées en pourcentage du total des ressources d'autofinancement. Les calculs ne tiennent pas compte de l'évolution des stocks. Si ces derniers avaient été inclus, le taux de réinvestissement aurait été de 59% en 1986 contre 79% en 1985.

(b) Dépenses en capital dans le secteur amont (sans tenir compte des subventions PESP et autres) au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement amont.

(c) Dépenses en capital amont et aval ('liées au pétrole') et effectuées au Canada, exprimées en pourcentage des ressources d'autofinancement découlant des activités liées au pétrole.

PAIEMENTS DE DIVIDENDES

	1985	1986	Pourcentage du revenu net[a] 1985	1986
	- en millions de $ -		(%)	
Sociétés intégrées et raffineurs	742	731	122	67
Sociétés pétrolières et gazières				
Grands producteurs	783	1 700	37	(77)
Petits producteurs	265	117	184	(8)
Total, sociétés pétrolières et gazières	1 048	1 817	46	(49)
TOTAL, INDUSTRIE	**1 790**	**2 548**	**62**	**(96)**
Sous contrôle canadien	832	571	105	(16)
Sous contrôle étranger	958	1 977	46	194

NOTA: (a) Obtenu en divisant les dividendes payés par le groupe de sociétés avec son revenu net de l'ensemble de ses activités (annexe B, tableau 1).

PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS PAR GROUPE DE SOCIÉTÉS ET TYPE D'ACTIVITÉ

	PARTICIPATION		CONTRÔLE	
	1985	1986	1985	1986
	(%)		(%)	
RECETTES AMONT ET AVAL[a]				
Sociétés intégrées et raffineurs	48,9	41,8	37,8	31,7
Sociétés pétrolières et gazières	46,7	53,2	55,3	61,6
TOTAL, INDUSTRIE	**48,2**	**45,0**	**42,7**	**40,1**
RECETTES AMONT				
Sociétés intégrées et raffineurs	51,3	40,4	38,6	25,4
Sociétés pétrolières et gazières	45,7	51,0	54,4	59,6
TOTAL, INDUSTRIE	**47,9**	**47,7**	**48,3**	**48,8**
AUTRES BASES DE MESURE				
RECETTES				
Gaz naturel	49,9	49,9	54,4	54,5
Pétrole brut	46,6	45,5	43,6	43,1
En aval	48,5	43,2	38,2	34,6
DÉPENSES D'EXPLORATION	**66,2**	**62,8**	**70,8**	**66,8**
TOTAL, ACTIF AU CANADA	**56,1**	**54,9**	**59,0**	**57,5**

NOTA: (a) De nombreuses sociétés pétrolières mènent des activités dans d'autres secteurs non-reliés au pétrole qui ne sont pas comprises ici. Les recettes amont et aval sont utilisées comme substitut faute de ne pouvoir utiliser des données plus précises pour décrire tous les aspects de l'industrie pétrolière canadienne qui nous intéressent.

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE

	---ACTIVITES AMONT---			-----ACTIVITES AVAL-----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	27960	16896	-39.6	34076	26376	-22.6	2628	2776	5.6	1750	1268	-27.5	66414	47316	-28.8
REDEVANCES & AUTRES PAI.	6345	3121	-50.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	6345	3121	-50.8
TRPG & AUTRES TAXES	2010	436	-78.3	2314	2972	28.4	17	21	21.2	151	87	-42.6	4493	3516	-21.7
REC. NETTES APRES REDEV.	19605	13339	-32.0	31762	23404	-26.3	2610	2754	5.5	1599	1182	-26.1	55576	40679	-26.8
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	26976	17945	-33.5	863	1028	19.1	153	67	-56.5	27993	19040	-32.0
FRAIS D'INTERETS	1574	1676	6.5	201	112	-44.3	564	877	55.6	117	80	-31.6	2456	2745	11.8
FRAIS D'EXPLOITATION	4814	4783	-0.6	3252	3164	-2.7	943	661	-29.9	568	510	-10.1	9576	9119	-4.8
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	68	69	0.6	80	70	-12.8	7	11	55.1	0	0	0.4	156	150	-3.8
AUTRES FRAIS	600	812	35.3	43	52	20.8	107	181	69.0	60	81	36.4	810	1127	39.0
FR. DE R&D DES SABLES	36	33	-8.0	0	0	--	0	0	--	0	0	--	36	33	-8.0
DEPENSES E&M	876	980	11.9	0	0	--	57	28	-50.7	11	2	-77.7	944	1011	7.1
DEPRECIATION	841	1077	28.1	686	696	1.5	227	232	2.2	49	67	36.8	1803	2073	15.0
EPUISEMENT	1732	2031	17.3	0	0	--	10	21	114.6	381	600	57.7	2122	2653	25.0
AMORTISSEMENT	528	869	64.6	170	-71	--	51	21	-59.2	157	139	-11.1	906	958	5.7
FRAIS NON-MON. ET E&M	4013	4991	24.4	856	625	-27.0	345	302	-12.4	597	809	35.4	5812	6728	15.8
REVENU AVANT IMPOTS	8535	1008	-88.2	353	1434	305.9	-219	-306	--	103	-366	--	8773	1770	-79.8
IMPOT FEDERAL	2482	758	-69.5	107	346	222.4	-142	-284	--	128	77	-40.2	2575	896	-65.2
IMPOT PROVINCIAL	549	24	-95.7	19	73	283.1	-26	-32	--	-0	0	--	542	65	-88.1
IMPOT COURANT	3031	781	-74.2	126	419	231.5	-168	-316	--	128	77	-40.1	3117	960	-69.2
REV. APRES IMPOT COUR.	5504	227	-95.9	227	1016	347.2	-51	10	--	-25	-443	--	5656	810	-85.7
IMPOT REPORTE	1768	55	-96.9	-116	-4	--	28	34	21.6	34	-42	--	1713	42	-97.5
REVENU NET APRES IMPOT	3736	172	-95.4	344	1020	196.8	-79	-24	--	-59	-400	--	3942	767	-80.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-807	-1975	--	-129	-213	--	-236	-775	--	94	-448	--	-1077	-3411	--
REV. NET APR. POSTES EXT	2929	-1804	--	215	807	275.5	-314	-799	--	35	-848	--	2865	-2644	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	9517	5218	-45.2	1083	1641	51.5	294	312	6.1	572	366	-36.0	11467	7538	-34.3

Annexe B-1

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	9019	5306	-41.2	29865	25765	-13.7	1381	1685	22.0	142	114	-19.7	40406	32870	-18.6
REDEVANCES & AUTRES PAI.	2161	955	-55.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	2161	955	-55.8
TRPG & AUTRES TAXES	624	110	-82.3	2057	2970	44.4	11	15	32.3	0	0	-82.5	2692	3095	14.9
REC. NETTES APRES REDEV.	6233	4241	-32.0	27808	22795	-18.0	1370	1670	22.0	142	114	-19.7	35553	28821	-18.9
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	23931	17650	-26.2	860	1026	19.4	0	0	--	24790	18677	-24.7
FRAIS D'INTERETS	12	4	-66.9	100	101	0.7	364	390	7.2	0	0	-99.6	476	495	3.9
FRAIS D'EXPLOITATION	1882	1742	-7.4	2718	2978	9.6	211	88	-58.6	72	67	-5.8	4883	4875	-0.2
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	35	38	8.2	72	70	-3.0	6	10	78.1	0	0	--	113	118	4.5
AUTRES FRAIS	136	144	6.0	43	52	21.2	43	64	50.9	0	0	-26.8	222	260	17.5
FR. DE R&D DES SABLES	15	19	24.8	0	0	--	0	0	--	0	0	--	15	19	24.8
DEPENSES E&M	258	346	34.3	0	0	--	27	24	-11.2	0	0	-97.6	285	371	29.8
DEPRECIATION	276	303	9.9	575	654	13.7	70	71	1.6	2	1	-22.9	922	1029	11.6
EPUISEMENT	332	267	-19.4	0	0	--	2	0	-90.7	20	21	5.2	354	288	-18.5
AMORTISSEMENT	217	246	12.9	55	22	-59.6	2	37	--	5	6	12.7	280	310	11.0
FRAIS NON-MON. ET E&M	1098	1181	7.6	630	676	7.3	101	132	30.8	27	28	4.2	1856	2018	8.7
REVENU AVANT IMPOTS	3071	1132	-63.1	313	1268	305.1	-215	-40	--	43	19	-57.0	3212	2378	-26.0
IMPOT FEDERAL	908	418	-54.0	50	339	--	-189	-250	--	26	18	-28.6	794	525	-33.9
IMPOT PROVINCIAL	210	58	-72.4	2	71	--	-35	-18	--	0	0	--	177	111	-37.2
IMPOT COURANT	1118	476	-57.4	52	410	--	-224	-268	--	26	18	-28.6	972	637	-34.5
REV. APRES IMPOT COUR.	1953	656	-66.4	261	857	228.7	10	228	--	17	0	-99.4	2241	1742	-22.3
IMPOT REPORTE	591	125	-78.8	-3	96	--	-6	133	--	-1	1	--	581	355	-38.8
REVENU NET APRES IMPOT	1362	531	-61.0	264	761	188.6	16	95	--	18	-1	--	1660	1386	-16.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-678	-75	--	-129	-45	--	-246	-179	--	0	-4	--	-1053	-303	--
REV. NET APR. POSTES EXT	684	456	-33.2	135	716	--	-230	-84	--	18	-5	--	607	1084	78.6
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	3051	1838	-39.8	891	1534	72.1	111	360	224.8	44	28	-36.6	4097	3759	-8.2

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	4712	3213	-31.8	95	22	-76.5	355	363	2.3	1040	613	-41.0	6202	4211	-32.1
REDEVANCES & AUTRES PAI.	1107	646	-41.6	0	0	--	0	0	--	0	0	--	1107	646	-41.6
TRPG & AUTRES TAXES	322	63	-80.4	0	0	--	0	-1	--	109	50	-53.9	431	113	-73.8
REC. NETTES APRES REDEV.	3283	2503	-23.7	95	22	-76.5	355	364	2.5	931	563	-39.5	4664	3453	-26.0
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	53	9	-82.2	3	2	-54.0	19	0	-100.0	75	11	-85.3
FRAIS D'INTERETS	673	685	1.8	6	0	-99.0	16	50	222.0	94	43	-54.8	790	778	-1.5
FRAIS D'EXPLOITATION	713	734	3.0	15	6	-63.2	242	242	-0.1	364	278	-23.7	1333	1259	-5.6
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	1	1	12.6	0	0	--	1	0	-59.3	0	0	0.4	2	2	-16.0
AUTRES FRAIS	242	229	-5.4	1	0	-1.8	15	23	53.3	39	16	-57.4	296	269	-9.2
FR. DE R&D DES SABLES	-0	0	--	0	0	--	0	0	--	0	0	--	-0	0	--
DEPENSES E&M	54	72	34.2	0	0	--	0	0	--	3	2	-27.5	56	74	31.4
DEPRECIATION	142	157	10.8	19	1	-93.5	21	28	30.7	34	55	64.9	215	241	12.0
EPUISEMENT	602	848	40.9	0	0	--	1	11	--	233	256	10.1	836	1115	33.4
AMORTISSEMENT	165	333	101.8	-3	29	--	23	-11	--	147	110	-24.9	331	461	39.4
FRAIS NON-MON. ET E&M	962	1411	46.6	15	30	95.3	45	27	-39.0	416	424	1.9	1438	1892	31.5
REVENU AVANT IMPOTS	691	-557	--	5	-23	--	33	20	-41.2	0	-198	--	729	-758	--
IMPOT FEDERAL	87	34	-61.4	1	1	65.9	12	11	-14.0	84	27	-68.4	185	72	-60.9
IMPOT PROVINCIAL	-65	-94	--	0	0	39.7	0	0	--	0	0	-87.2	-65	-93	--
IMPOT COURANT	22	-60	--	1	2	58.0	12	11	-13.6	84	27	-68.4	120	-21	--
REV. APRES IMPOT COUR.	669	-497	--	4	-25	--	21	9	-57.4	-84	-224	--	609	-737	--
IMPOT REPORTE	379	-44	--	-0	-0	--	2	-4	--	14	-30	--	395	-78	--
REVENU NET APRES IMPOT	290	-453	--	4	-25	--	18	13	-30.6	-98	-195	--	215	-659	--
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-166	-359	--	0	-167	--	3	-17	--	93	-325	--	-70	-869	--
REV. NET APR. POSTES EXT	124	-812	--	4	-192	--	21	-5	--	-5	-520	--	144	-1529	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	1631	914	-44.0	19	5	-74.1	66	36	-44.8	332	200	-39.8	2048	1155	-43.6

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	----ACTIVITES AMONT----			-----ACTIVITES AVAL-----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	14230	8377	-41.1	4116	589	-85.7	892	728	-18.4	567	541	-4.6	19806	10234	-48.3
REDEVANCES & AUTRES PAI.	3077	1520	-50.6	0	0	--	0	0	--	0	0	--	3077	1520	-50.6
TRPG & AUTRES TAXES	1064	262	-75.3	257	2	-99.1	6	7	14.4	42	36	-13.4	1370	309	-77.5
REC. NETTES APRES REDEV.	10088	6595	-34.6	3859	586	-84.8	886	720	-18.7	525	505	-3.9	15359	8406	-45.3
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	2993	286	-90.5	0	0	--	134	67	-50.5	3127	352	-88.7
FRAIS D'INTERETS	889	987	11.0	94	11	-88.4	184	437	137.2	23	37	66.1	1190	1472	23.7
FRAIS D'EXPLOITATION	2219	2308	4.0	518	181	-65.2	490	332	-32.2	133	165	24.5	3360	2986	-11.1
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	33	30	-7.7	8	0	-99.6	1	1	-4.6	0	0	--	41	31	-25.6
AUTRES FRAIS	222	439	97.5	0	0	-100.0	50	94	89.4	21	65	213.1	292	597	104.3
FR. DE R&D DES SABLES	21	14	-34.4	0	0	--	0	0	--	0	0	--	21	14	-34.4
DEPENSES E&M	565	562	-0.5	0	0	--	29	3	-88.1	8	1	-92.4	602	566	-6.0
DEPRECIATION	424	618	45.7	92	41	-55.1	136	134	-2.0	14	10	-24.9	666	803	20.6
EPUISEMENT	798	916	14.8	0	0	--	7	11	60.0	128	323	152.6	932	1249	34.0
AMORTISSEMENT	145	290	99.9	118	-123	--	27	-5	--	5	24	354.2	295	186	-37.0
FRAIS NON-MON. ET E&M	1953	2399	22.9	210	-81	--	199	143	-28.2	155	357	130.4	2517	2818	12.0
REVENU AVANT IMPOTS	4773	432	-90.9	36	190	--	-37	-286	--	60	-187	--	4831	150	-96.9
IMPOT FEDERAL	1486	306	-79.4	57	5	-90.8	35	-45	--	18	32	71.9	1596	298	-81.3
IMPOT PROVINCIAL	404	59	-85.4	16	1	-91.2	9	-14	--	-0	0	--	429	46	-89.2
IMPOT COURANT	1890	365	-80.7	73	7	-90.9	44	-59	--	18	32	75.5	2025	345	-83.0
REV. APRES IMPOT COUR.	2882	67	-97.7	-37	184	--	-82	-227	--	42	-218	--	2805	-194	--
IMPOT REPORTE	798	-26	--	-113	-100	--	32	-95	--	21	-14	--	738	-235	--
REVENU NET APRES IMPOT	2084	93	-95.5	76	284	273.5	-113	-132	--	21	-205	--	2068	40	-98.0
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	37	-1541	--	0	0	--	8	-579	--	1	-118	--	47	-2239	--
REV. NET APR. POSTES EXT	2121	-1448	--	76	284	273.5	-105	-711	--	22	-323	--	2114	-2199	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	4835	2466	-49.0	173	102	-40.7	118	-84	--	197	139	-29.4	5323	2624	-50.7

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

TOTAL DES PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ

	ACTIVITES AMONT			ACTIVITES AVAL			AUTRES ACTIVITES			ACTIVITES ETRANGERES			TOTAL DES ACTIVITES		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	18942	11590	-38.8	4211	611	-85.5	1247	1091	-12.5	1608	1155	-28.2	26008	14446	-44.5
REDEVANCES & AUTRES PAI.	4184	2166	-48.2	0	0	--	0	0	--	0	0	--	4184	2166	-48.2
TRPG & AUTRES TAXES	1386	326	-76.5	257	2	-99.1	6	7	2.0	151	87	-42.6	1801	421	-76.6
REC. NETTES APRES REDEV.	13371	9098	-32.0	3954	608	-84.6	1241	1084	-12.6	1457	1068	-26.7	20023	11859	-40.8
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	3046	295	-90.3	3	2	-54.0	153	67	-56.5	3202	363	-88.7
FRAIS D'INTERETS	1562	1672	7.0	101	11	-89.1	200	487	143.8	117	80	-31.5	1980	2250	13.7
FRAIS D'EXPLOITATION	2932	3042	3.7	533	186	-65.1	732	574	-21.6	496	443	-10.8	4693	4245	-9.6
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	34	31	-7.1	8	0	-99.6	1	1	-33.6	0	0	0.4	44	33	-25.2
AUTRES FRAIS	464	668	43.8	1	0	-10.2	64	117	81.0	59	81	36.7	589	866	47.1
FR. DE R&D DES SABLES	21	14	-32.2	0	0	--	0	0	--	0	0	--	21	14	-32.2
DEPENSES E&M	619	634	2.5	0	0	--	29	3	-88.1	11	2	-77.4	659	640	-2.8
DEPRECIATION	565	774	37.0	111	43	-61.6	158	162	2.4	47	66	38.9	881	1044	18.5
EPUISEMENT	1400	1764	26.0	0	0	--	8	21	174.2	361	579	60.6	1768	2364	33.7
AMORTISSEMENT	310	623	100.9	115	-94	--	50	-16	--	152	134	-11.9	626	647	3.4
FRAIS NON-MON. ET E&M	2915	3810	30.7	225	-51	--	244	170	-30.2	571	781	36.9	3955	4710	19.1
REVENU AVANT IMPOTS	5464	-124	--	41	167	311.9	-4	-266	--	60	-384	--	5560	-608	--
IMPOT FEDERAL	1574	340	-78.4	57	7	-88.6	47	-34	--	102	58	-43.2	1781	370	-79.2
IMPOT PROVINCIAL	339	-35	--	17	2	-88.5	9	-14	--	-0	0	--	365	-47	--
IMPOT COURANT	1913	305	-84.0	74	8	-88.6	56	-48	--	102	58	-43.0	2145	324	-84.9
REV. APRES IMPOT COUR.	3552	-429	--	-34	158	--	-61	-218	--	-42	-443	--	3415	-932	--
IMPOT REPORTE	1177	-70	--	-114	-100	--	34	-99	--	35	-43	--	1132	-313	--
REVENU NET APRES IMPOT	2374	-359	--	80	259	224.1	-95	-119	--	-77	-399	--	2282	-619	--
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-129	-1901	--	0	-167	--	11	-597	--	94	-444	--	-24	-3109	--
REV. NET APR. POSTES EXT	2246	-2260	--	80	91	14.4	-84	-716	--	17	-843	--	2259	-3728	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	6466	3380	-47.7	192	107	-44.0	184	-48	--	528	339	-35.9	7370	3778	-48.7

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	13511	8244	-39.0	13005	9111	-29.9	2094	1907	-8.9	1427	969	-32.1	30038	20231	-32.6
REDEVANCES & AUTRES PAI.	2738	1431	-47.7	0	0	--	0	0	--	0	0	--	2738	1431	-47.7
TRPG & AUTRES TAXES	933	189	-79.7	898	1008	12.2	8	8	6.1	122	64	-47.8	1960	1269	-35.3
REC. NETTES APRES REDEV.	9841	6624	-32.7	12107	8104	-33.1	2087	1899	-9.0	1305	905	-30.6	25340	17532	-30.8
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	10145	6098	-39.9	844	824	-2.3	153	67	-56.5	11141	6989	-37.3
FRAIS D'INTERETS	1417	1458	2.8	137	55	-59.7	236	566	139.5	104	74	-29.0	1894	2152	13.6
FRAIS D'EXPLOITATION	2275	2316	1.8	1220	1134	-7.1	687	473	-31.1	445	386	-13.4	4628	4308	-6.9
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	13	10	-27.8	9	0	-99.6	1	0	-68.9	0	0	0.4	23	10	-55.7
AUTRES FRAIS	434	612	40.9	26	44	68.7	69	101	46.4	49	68	40.5	578	825	42.8
FR. DE R&D DES SABLES	9	5	-49.3	0	0	--	0	0	--	0	0	--	9	5	-49.3
DEPENSES E&M	156	166	6.5	0	0	--	12	-7	--	1	1	-3.9	168	159	-5.3
DEPRECIATION	479	665	38.9	324	307	-5.1	192	179	-6.9	43	65	49.9	1039	1217	17.1
EPUISEMENT	1283	1617	26.0	0	0	--	10	18	87.8	318	510	60.5	1611	2145	33.2
AMORTISSEMENT	138	383	176.8	141	-75	--	11	-8	--	119	125	5.1	410	426	3.8
FRAIS NON-MON. ET E&M	2066	2836	37.3	465	232	-50.1	225	182	-19.1	481	701	45.7	3237	3951	22.1
REVENU AVANT IMPOTS	3635	-607	--	105	541	--	25	-247	--	73	-390	--	3838	-704	--
IMPOT FEDERAL	590	152	-74.3	100	41	-59.2	53	-70	--	107	50	-53.0	850	173	-79.6
IMPOT PROVINCIAL	79	-67	--	16	3	-83.7	11	-18	--	-0	0	--	106	-82	--
IMPOT COURANT	669	85	-87.3	116	43	-62.6	64	-88	--	107	50	-52.9	956	91	-90.5
REV. APRES IMPOT COUR.	2967	-692	--	-12	497	--	-39	-159	--	-34	-441	--	2882	-795	--
IMPOT REPORTE	1303	-108	--	-154	2	--	11	-65	--	16	-30	--	1175	-202	--
REVENU NET APRES IMPOT	1664	-584	--	142	495	248.7	-50	-94	--	-50	-411	--	1706	-593	--
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	-821	-1843	--	-129	-163	--	-59	-616	--	94	-448	--	-914	-3071	--
REV. NET APR. POSTES EXT	844	-2427	--	13	332	--	-109	-710	--	44	-858	--	792	-3664	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	5032	2144	-57.4	454	729	60.8	186	23	-87.8	447	261	-41.7	6119	3157	-48.4

TABLEAU 1

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES - TOUTES ACTIVITES

SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER

	---ACTIVITES AMONT---			----ACTIVITES AVAL----			---AUTRES ACTIVITES---			ACTIVITES ETRANGERES			--TOTAL DES ACTIVITES--		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES TOTALES	14449	8652	-40.1	21071	17264	-18.1	533	869	62.9	323	299	-7.2	36376	27085	-25.5
REDEVANCES & AUTRES PAI.	3607	1690	-53.2	0	0	--	0	0	--	0	0	--	3607	1690	-53.2
TRPG & AUTRES TAXES	1077	247	-77.1	1416	1964	38.7	10	13	32.3	29	23	-20.8	2532	2247	-11.3
REC. NETTES APRES REDEV.	9764	6716	-31.2	19655	15300	-22.2	523	856	63.4	294	276	-5.9	30236	23148	-23.4
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	--	16832	11847	-29.6	20	204	--	0	0	--	16851	12051	-28.5
FRAIS D'INTERETS	157	218	39.4	64	57	-11.2	328	311	-4.9	13	6	-51.6	562	593	5.6
FRAIS D'EXPLOITATION	2539	2468	-2.8	2031	2031	-0.0	255	188	-26.4	123	125	1.5	4949	4811	-2.8
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	55	59	7.6	72	70	-2.3	6	11	73.2	0	0	--	133	140	5.3
AUTRES FRAIS	166	200	20.5	17	8	-52.4	38	80	109.7	11	13	18.4	232	302	29.7
FR. DE R&D DES SABLES	27	29	6.2	0	0	--	0	0	--	0	0	--	27	29	6.2
DEPENSES E&M	721	815	13.0	0	0	--	44	35	-21.6	10	2	-82.1	776	852	9.8
DEPRECIATION	362	412	13.8	362	389	7.5	35	54	51.4	6	2	-66.3	765	856	12.0
EPUISEMENT	449	415	-7.6	0	0	--	0	3	--	62	90	43.8	511	508	-0.7
AMORTISSEMENT	389	485	24.7	29	4	-86.9	40	29	-28.2	38	14	-62.6	496	532	7.3
FRAIS NON-MON. ET E&M	1947	2155	10.7	391	393	0.6	120	120	0.2	116	108	-7.3	2574	2776	7.8
REVENU AVANT IMPOTS	4900	1615	-67.0	249	894	259.4	-244	-59	--	30	24	-19.0	4935	2474	-49.9
IMPOT FEDERAL	1892	606	-68.0	7	305	--	-195	-214	--	21	26	24.2	1725	723	-58.1
IMPOT PROVINCIAL	470	91	-80.7	3	70	--	-37	-14	--	0	0	-54.5	436	147	-66.2
IMPOT COURANT	2362	696	-70.5	10	375	--	-232	-228	--	21	26	24.0	2161	870	-59.8
REV. APRES IMPOT COUR.	2538	919	-63.8	239	519	117.3	-12	169	--	9	-2	--	2774	1605	-42.1
IMPOT REPORTE	466	163	-64.9	37	-6	--	17	99	--	18	-12	--	538	244	-54.6
REVENU NET APRES IMPOT	2072	755	-63.5	202	525	160.3	-29	70	--	-9	10	--	2236	1361	-39.2
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	14	-132	--	0	-49	--	-177	-159	--	0	0	--	-163	-341	--
REV. NET APR. POSTES EXT	2086	623	-70.1	202	475	135.8	-205	-89	--	-9	10	--	2073	1020	-50.8
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	4485	3074	-31.5	629	912	44.8	109	290	166.5	125	106	-15.4	5348	4381	-18.1

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AMONT

	ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA. (%)
	('000 M3)			('000 M3)			('000 M3)		
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	155289	150684	-3.0	77883	75428	-3.2	77407	75256	-2.8
POSTES FINANCIERS CLES	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
RECETTES BRUTES	27960	16896	-39.6	13511	8244	-39.0	14449	8652	-40.1
REVENU MONETAIRE	9517	5218	-45.2	5032	2144	-57.4	4485	3074	-31.5
REVENU NET	3736	172	-95.4	1664	-584	--	2072	755	-63.5
REVENU NET PLUS INTERETS	5310	1848	-65.2	3082	874	-71.6	2229	974	-56.3
CAPITAL UTILISE	54645	46847	-14.3	33060	28294	-14.4	21585	18553	-14.0
RECETTES ET COUTS UNITAIRES	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)	($/M3)		(%)
RECETTES BRUTES	180.05	112.13	-37.7	173.48	109.29	-37.0	186.66	114.97	-38.4
REDEV. & AUTRES PAIEMENTS	40.86	20.71	-49.3	35.15	18.97	-46.0	46.60	22.46	-51.8
TRPG & AUTRES TAXES	12.95	2.89	-77.6	11.98	2.51	-79.0	13.92	3.28	-76.5
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	126.25	88.52	-29.9	126.36	87.81	-30.5	126.14	89.24	-29.3
FRAIS D'INTERET	10.14	11.12	9.7	18.20	19.33	6.2	2.02	2.90	43.4
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	31.00	31.74	2.4	29.21	30.70	5.1	32.80	32.79	-0.0
FRAIS DE RECHERCHE ET AUTRES	4.31	5.85	35.7	5.75	8.24	43.4	2.86	3.44	20.6
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	80.80	39.81	-50.7	73.20	29.54	-59.6	88.46	50.10	-43.4
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	5.88	6.73	14.5	2.12	2.26	6.7	9.66	11.21	16.0
DEPRECIATION	5.42	7.15	32.0	6.15	8.82	43.4	4.67	5.47	17.1
EPUISEMENT	11.15	13.48	20.9	16.48	21.43	30.1	5.79	5.51	-4.9
SOMMES RADIEES	3.40	5.76	69.7	1.78	5.08	185.8	5.03	6.45	28.3
REVENU NET AVANT IMPOT	54.96	6.69	-87.8	46.68	-8.05	--	63.30	21.46	-66.1
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	15.98	5.03	-68.5	7.57	2.01	-73.4	24.45	8.05	-67.1
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	3.53	0.16	-95.6	1.01	-0.89	--	6.07	1.20	-80.2
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	11.39	0.37	-96.8	16.73	-1.43	--	6.01	2.17	-63.9
REVENU NET APRES IMPOT	24.06	1.14	-95.3	21.37	-7.74	--	26.77	10.04	-62.5
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	-5.20	-13.11	--	-10.54	-24.44	--	0.18	-1.75	--
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	18.86	-11.97	--	10.83	-32.18	--	26.95	8.28	-69.3
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	61.29	34.63	-43.5	64.61	28.42	-56.0	57.94	40.85	-29.5
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	41.6	40.2	S/O	46.8	45.7	S/O	36.2	34.7	S/O
PETROLE ASSUJ. AUX REDEV. SUR L'ANCIEN PETROLE EN % DE LA PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	55.7	50.9	S/O	51.8	49.0	S/O	58.8	52.6	S/O

TABLEAU 2(a)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AMONT (SUITE)

	–SOCIETES INTEGREES– ——ET RAFFINEURS——			-PETITS PRODUCTEURS- —DE PETROLE ET GAZ—			-GRANDS PRODUCTEURS- —DE PETROLE ET GAZ—		
	1985	1986 ('000 M3)	VARIA. (%)	1985	1986 ('000 M3)	VARIA. (%)	1985	1986 ('000 M3)	VARIA. (%)
PRODUCTION D'EQUIV. PETROLE	49516	50235	1.5	30110	30643	1.8	75663	69806	-7.7
POSTES FINANCIERS CLES		(MILLIONS $)	(%)		(MILLIONS $)	(%)		(MILLIONS $)	(%)
RECETTES BRUTES	9019	5306	-41.2	4712	3213	-31.8	14230	8377	-41.1
REVENU MONETAIRE	3051	1838	-39.8	1631	914	-44.0	4835	2466	-49.0
REVENU NET	1362	531	-61.0	290	-453	--	2084	93	-95.5
REVENU NET PLUS INTERETS	1373	535	-61.0	964	233	-75.9	2973	1080	-63.7
CAPITAL UTILISE	13973	12288	-12.1	15846	13933	-12.1	24826	20627	-16.9
RECETTES ET COUTS UNITAIRES		($/M3)	(%)		($/M3)	(%)		($/M3)	(%)
RECETTES BRUTES	182.13	105.63	-42.0	156.48	104.84	-33.0	188.07	120.00	-36.2
REDEV. & AUTRES PAIEMENTS	43.64	19.01	-56.4	36.76	21.09	-42.6	40.67	21.77	-46.5
TRPG & AUTRES TAXES	12.61	2.20	-82.6	10.68	2.06	-80.7	14.07	3.76	-73.3
RECETTES APRES REDEV. ET TAXES	125.88	84.42	-32.9	109.03	81.70	-25.1	133.33	94.48	-29.1
FRAIS D'INTERET	0.24	0.08	-67.3	22.36	22.36	-0.0	11.75	14.14	20.3
FRAIS D'EXPLOIT.(SAUF RECH.)	38.00	34.67	-8.8	23.68	23.95	1.2	29.33	33.06	12.7
FRAIS DE RECHERCHE ET AUTRES	3.45	3.62	4.9	8.08	7.52	-7.0	3.37	6.72	99.4
REVENU MONETAIRE AVANT IMPOT	84.20	46.06	-45.3	54.91	27.87	-49.3	88.89	40.56	-54.4
E.M. ET FRAIS DE R-D IMPUTES AUX SABLES PETROLIFERES	5.52	7.28	31.8	1.77	2.35	33.2	7.75	8.25	6.5
DEPRECIATION	5.57	6.03	8.3	4.70	5.12	8.8	5.60	8.85	58.0
EPUISEMENT	6.70	5.32	-20.6	20.00	27.68	38.4	10.54	13.12	24.4
SOMMES RADIEES	4.39	4.89	11.3	5.49	10.88	98.3	1.92	4.15	116.7
REVENU NET AVANT IMPOT	62.02	22.54	-63.7	22.96	-18.17	--	63.08	6.19	-90.2
IMPOT FEDERAL SUR LE REVENU	18.34	8.32	-54.6	2.90	1.10	-62.1	19.65	4.38	-77.7
IMPOT PROVINC. SUR LE REVENU	4.24	1.16	-72.7	-2.17	-3.05	--	5.34	0.85	-84.2
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	11.94	2.49	-79.1	12.58	-1.45	--	10.55	-0.37	--
REVENU NET APRES IMPOT	27.50	10.57	-61.6	9.65	-14.77	--	27.54	1.33	-95.2
GAINS OU PERTES EXTRAORD.	-13.69	-1.49	--	-5.51	-11.72	--	0.49	-22.08	--
REVENU NET APRES POSTES EXTRA.	13.81	9.09	-34.2	4.13	-26.49	--	28.04	-20.75	--
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	61.62	36.58	-40.6	54.17	29.82	-45.0	63.91	35.33	-44.7
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)		(%)	(%)	
GAZ NATUREL EN % DE LA PRODUCTION TOTALE	29.1	27.0	S/O	58.7	57.6	S/O	42.8	42.1	S/O
PETROLE ASSUJ. AUX REDEV. SUR L'ANCIEN PETROLE EN % DE LA PRODUCTION DE PETROLE CLASS.	57.4	49.6	S/O	43.7	39.5	S/O	58.8	56.4	S/O

TABLEAU 2(b)

RENDEMENT FINANCIER PAR PRINCIPAUX SECTEURS D'ACTIVITÉS

ACTIVITES AVAL

	TOTAL AVAL			PRODUITS PETROCH. ET AUTRES			TOTAL DES ACTIVITES RELATIVES AUX PRODUITS PETROLIERS(1)					
	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1985 ($/M3)	1986 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	34076	26376	-22.6	3873	2752	-29.0	30203	23624	-21.8	356.08	294.29	-17.4
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	2314	2972	28.4	8	0	-95.9	2306	2972	28.9	27.51	37.50	36.3
COUT DES BIENS VENDUS	26976	17945	-33.5	3244	2094	-35.4	23732	15851	-33.2	279.74	196.97	-29.6
FRAIS D'EXPLOITATION	3252	3164	-2.7	309	309	-0.2	2942	2856	-2.9	34.58	35.42	2.4
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	80	70	-12.8	27	26	-1.8	53	44	-18.3	0.64	0.55	-13.6
AUTRES FRAIS	43	52	20.8	-1	0	--	44	52	18.2	0.42	0.52	22.3
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	1411	2172	54.0	285	322	12.7	1125	1850	64.4	13.20	23.33	76.8
FRAIS D'INTERET	201	112	-44.3	76	18	-75.7	126	94	-25.3	1.41	1.08	-23.3
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	1209	2060	70.3	210	303	44.6	1000	1756	75.7	11.78	22.25	88.8
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	126	419	231.5	-35	46	--	162	372	130.2	1.92	4.69	144.4
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	1083	1641	51.5	245	257	4.8	838	1384	65.2	9.86	17.56	78.0
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	856	625	-27.0	186	207	11.4	670	418	-37.6	7.91	5.19	-34.4
REVENU COURANT	227	1016	347.2	59	50	-15.9	168	966	--	1.95	12.37	--
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	-116	-4	--	-18	-25	--	-98	21	--	-1.20	0.21	--
BENEFICE NET APRES IMPOT	344	1020	196.8	78	75	-3.0	266	945	255.1	3.15	12.16	285.6

	RAFFINAGE ET COMM. NATIONALES			RAFFINAGE ET COMM. REGIONALES		
	1985 ($/M3)	1986 ($/M3)	VARIA. (%)	1985 ($/M3)	1986 ($/M3)	VARIA. (%)
RECETTES TOTALES	360.08	297.48	-17.4	342.90	285.69	-16.7
TAXE DE VENTE,ACCISE ET AUT.	28.21	38.31	35.8	25.20	35.33	40.2
COUT DES BIENS VENDUS	282.23	197.60	-30.0	271.54	195.27	-28.1
FRAIS D'EXPLOITATION	37.17	39.11	5.2	26.02	25.46	-2.1
FRAIS DE RECHERCHES (SAUF SABLES PETROLIFERES)	0.78	0.69	-10.6	0.18	0.16	-7.6
AUTRES FRAIS	-0.00	-0.01	--	1.83	1.95	6.3
REVENU AVANT INTERET ET IMPOT	11.70	21.78	86.1	18.13	27.52	51.8
FRAIS D'INTERET	0.59	0.01	-98.2	4.13	3.97	-3.8
REVENU EN ESPECES AVANT IMPOT	11.11	21.77	95.9	14.00	23.55	68.2
IMPOT SUR LE REVENU COURANT	1.47	5.54	276.3	3.40	2.43	-28.7
RESSOURCES D'AUTOFINANCEMENT	9.64	16.23	68.4	10.60	21.12	99.3
DEPR.ET AUT.POSTE HORS CAIS.	7.64	4.26	-44.3	8.79	7.71	-12.4
REVENU COURANT	2.00	11.98	--	1.80	13.42	--
IMPOT SUR LE REVENU REPORTE	-1.45	-0.35	--	-0.37	1.72	--
BENEFICE NET APRES IMPOT	3.45	12.33	257.5	2.18	11.70	--
RATIOS	(%)	(%)		(%)	(%)	
VENTES DE 'PRODUITS PROPRES' CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	81.21	81.89	0.8	77.79	80.33	3.3
VENTES NETTES AU CANADA CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	91.97	92.26	0.3	85.19	89.58	5.1
VENTES D'EXPORTATIONS CONTRE LE VOL. DE VENTES TOT.	6.69	5.68	-15.1	13.53	9.33	-31.0

(1) LE CALCUL DES COUTS ET DES RECETTES UNITAIRES SE FONDE SUR LES DONNEES RELATIVES AU VOLUME DES VENTES TOTALES POUR LES POSTES CONSOLIDES RETENUS.

TABLEAU 3

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS

	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	11467	7538	-34.3	6119	3157	-48.4	5348	4381	-18.1
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	2059	1911	-7.2	1502	1525	1.5	558	387	-30.7
EMISSION D'ACTIONS	1959	1984	1.3	1463	1747	19.4	495	237	-52.2
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	2009	1128	-43.9	1744	940	-46.1	265	188	-29.2
TOUTES AUTRES SOURCES	3937	4562	15.9	3209	3518	9.6	728	1044	43.4
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	2815	3842	36.5	1678	1758	4.8	1138	2084	83.2
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	24246	20965	-13.5	15715	12645	-19.5	8532	8320	-2.5
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	10917	7400	-32.2	6392	4041	-36.8	4526	3359	-25.8
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	681	136	-80.0	565	114	-79.7	116	22	-81.3
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	401	290	-27.6	381	266	-30.4	20	25	24.8
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1082	427	-60.6	946	380	-59.8	136	47	-65.8
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	11999	7827	-34.8	7337	4421	-39.7	4662	3405	-27.0
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	1509	2254	49.4	597	316	-47.0	911	1937	112.6
ACT. PRIVILEGIEES	281	294	4.7	234	254	8.5	47	40	-14.6
TOTAL	1790	2548	42.4	832	571	-31.4	958	1977	106.4
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	528	452	-14.3	418	71	-83.1	110	381	248.1
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	2317	3000	29.5	1250	642	-48.7	1067	2358	120.9
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	1884	2524	33.9	1391	1452	4.4	493	1072	117.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	5909	6702	13.4	4531	5719	26.2	1378	983	-28.7
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	2136	913	-57.3	1205	411	-65.9	932	502	-46.1
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	24246	20965	-13.5	15715	12645	-19.5	8532	8320	-2.5
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	4097	3759	-8.2	2048	1155	-43.6	5323	2624	-50.7
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	449	539	20.3	1038	353	-66.0	572	1019	78.0
EMISSION D'ACTIONS	865	24	-97.3	846	1422	68.0	248	539	117.4
SUBVENTIONS (PESP & AUTRES)	680	369	-45.8	499	312	-37.5	830	447	-46.1
TOUTES AUTRES SOURCES	968	543	-43.9	1687	1451	-13.9	1283	2568	100.2
DIMIN. DU CAPITAL DE ROULEMENT	1324	773	-41.6	709	349	-50.8	782	2721	247.7
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	8382	6006	-28.3	6827	5042	-26.1	9037	9916	9.7
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	3972	2787	-29.8	2666	1671	-37.3	4279	2942	-31.3
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	0	0	-86.5	232	42	-82.1	448	95	-78.9
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	59	22	-63.4	314	214	-31.9	28	55	97.9
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	59	22	-63.5	547	256	-53.2	476	149	-68.7
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	4031	2809	-30.3	3213	1927	-40.0	4755	3091	-35.0
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	602	619	2.8	182	35	-80.7	725	1600	120.6
ACT. PRIVILEGIEES	140	113	-19.5	83	81	-1.8	58	100	72.2
TOTAL	742	731	-1.4	265	117	-55.9	783	1700	117.0
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	93	168	80.1	239	89	-62.9	195	196	0.1
TOTAL DIV. & RED. AVOIR PROPRE	835	899	7.7	504	205	-59.3	979	1896	93.7
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	336	768	128.5	921	1233	33.9	627	522	-16.7
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	2269	1300	-42.7	1827	1197	-34.5	1813	4205	132.0
AUGMENT. DU FONDS DE ROULEMENT	911	231	-74.6	361	479	32.6	864	202	-76.6
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	8382	6006	-28.3	6827	5042	-26.1	9037	9916	9.7

TABLEAU 4

DEPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA, PAR EMPLACEMENT

	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
	TOTAL AU CANADA			PROVINCES			TERRES DU CANADA		
ENSEMBLE DE L'INDUSTRIE									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	1724	1050	-39.1	1588	968	-39.0	137	83	-39.5
FORAGE D'EXPLORATION	3206	2173	-32.2	1430	1049	-26.6	1776	1124	-36.7
TOTAL - EXPLORATION	4930	3224	-34.6	3017	2017	-33.2	1913	1207	-36.9
FORAGE DE MISE EN VALEUR	1518	1031	-32.1	1482	1013	-31.6	36	17	-51.7
PRODUCTION	1708	1293	-24.3	1680	1286	-23.4	28	6	-78.1
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	1131	599	-47.0	1131	599	-47.0	0	0	--
TOTAL - AMONT	9286	6146	-33.8	7309	4916	-32.7	1977	1231	-37.7
SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	1003	557	-44.4	899	512	-43.1	104	46	-56.0
FORAGE D'EXPLORATION	2489	1592	-36.0	961	607	-36.9	1528	986	-35.5
TOTAL - EXPLORATION	3492	2149	-38.5	1860	1118	-39.9	1632	1031	-36.8
FORAGE DE MISE EN VALEUR	942	554	-41.1	931	552	-40.8	10	3	-75.0
PRODUCTION	831	617	-25.8	831	617	-25.8	0	0	127.3
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	276	203	-26.6	276	203	-26.6	0	0	--
TOTAL - AMONT	5541	3523	-36.4	3899	2489	-36.2	1642	1034	-37.0
SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER									
TERRES & CONC./GEOL.& GEOP.	722	493	-31.6	688	456	-33.7	33	37	12.2
FORAGE D'EXPLORATION	716	581	-18.8	468	443	-5.5	248	139	-44.0
TOTAL - EXPLORATION	1438	1075	-25.3	1157	899	-22.3	281	176	-37.4
FORAGE DE MISE EN VALEUR	576	477	-17.3	550	462	-16.1	26	15	-42.4
PRODUCTION	877	676	-22.9	849	670	-21.1	28	6	-78.2
PETROLE LOURD & SABLES PETROL.	854	396	-53.6	854	396	-53.6	0	0	--
TOTAL - AMONT	3745	2623	-30.0	3410	2426	-28.9	335	197	-41.2

TABLEAU 5

DEPENSES DE CAPITAL, PAR ACTIVITE

	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA. (%)	1985	1986	VARIA. (%)
	(MILLIONS $)			(MILLIONS $)			(MILLIONS $)		
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
EXPLORATION	4930	3224	-34.6	3492	2149	-38.5	1438	1075	-25.3
MISE EN VALEUR	1518	1031	-32.1	942	554	-41.1	576	477	-17.3
PRODUCTION	1708	1293	-24.3	831	617	-25.8	877	676	-22.9
SABLES PETROLIFERES	1131	599	-47.0	276	203	-26.6	854	396	-53.6
TOTAL - ACTIVITES AMONT	9286	6146	-33.8	5541	3523	-36.4	3745	2623	-30.0
TOTAL - ACTIVITES AVAL	941	793	-15.7	433	334	-22.7	508	458	-9.8
URANIUM	1	0	-97.8	0	0	--	1	0	-97.8
CHARBON	79	60	-24.6	10	36	277.2	69	23	-66.4
TOUTES AUTRES ACTIVITES	611	401	-34.3	408	147	-63.9	203	254	25.3
TOTAL AU CANADA	10917	7400	-32.2	6392	4041	-36.8	4526	3359	-25.8
TOTAL A L'ETRANGER	1082	427	-60.6	946	380	-59.8	136	47	-65.8
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	11999	7827	-34.8	7337	4421	-39.7	4662	3405	-27.0
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
EXPLORATION	1245	889	-28.6	1399	894	-36.1	2286	1441	-37.0
MISE EN VALEUR	325	279	-14.0	534	331	-38.1	658	420	-36.1
PRODUCTION	586	326	-44.4	442	319	-27.9	679	647	-4.7
SABLES PETROLIFERES	754	338	-55.2	84	55	-34.9	293	206	-29.5
TOTAL - ACTIVITES AMONT	2910	1833	-37.0	2459	1598	-35.0	3916	2715	-30.7
TOTAL - ACTIVITES AVAL	758	679	-10.5	21	5	-74.0	162	109	-33.0
URANIUM	0	0	-97.7	0	0	--	0	0	-100.0
CHARBON	61	23	-61.5	1	35	--	17	1	-92.6
TOUTES AUTRES ACTIVITES	243	252	3.8	185	33	-82.3	183	116	-36.2
TOTAL AU CANADA	3972	2787	-29.8	2666	1671	-37.3	4279	2942	-31.3
TOTAL A L'ETRANGER	59	22	-63.5	547	256	-53.2	476	149	-68.7
GRAND TOTAL DES DEP. DE CAPIT.	4031	2809	-30.3	3213	1927	-40.0	4755	3091	-35.0

TABLEAU 6

BILAN

	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA. (%)	1985 (MILLIONS $)	1986 (MILLIONS $)	VARIA (%)
	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
COMPTANT,INVEST. & TITRES	5246	4350	-17.1	2561	1835	-28.3	2686	2514	-6.4
COMPTES A RECEVOIR: FILIALES	1711	541	-68.4	412	209	-49.2	1299	332	-74.5
AUTRES	9305	6167	-33.7	5008	3294	-34.2	4297	2873	-33.2
TOTAL	11016	6708	-39.1	5420	3503	-35.4	5596	3204	-42.7
STOCKS	6072	3823	-37.0	2571	1515	-41.1	3501	2308	-34.1
AUTRES DISPONIBILITES	996	674	-32.3	656	321	-51.1	340	353	4.0
TOTAL DES DISPONIBILITES	23330	15555	-33.3	11207	7175	-36.0	12123	8380	-30.9
IMMOBILISATIONS	88216	90213	2.3	53637	53868	0.4	34579	36345	5.1
MOINS EPUIS.,DEPR. & AMORT.	19861	24978	25.8	10286	13910	35.2	9576	11068	15.6
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	65362	61575	-5.8	40381	36263	-10.2	24981	25312	1.3
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	8716	8392	-3.7	6103	6298	3.2	2613	2094	-19.8
TOTAL DE L'ACTIF	97408	85522	-12.2	57691	49736	-13.8	39717	35786	-9.9
COMPTES A PAYER: FILIALES	1009	1165	15.5	413	181	-56.2	596	985	65.2
AUTRES	9278	5825	-37.2	5021	3111	-38.0	4257	2714	-36.3
TOTAL	10287	6990	-32.0	5434	3292	-39.4	4853	3698	-23.8
TR. COUR. DE LA DETTE A L.T.	2432	1227	-49.5	865	646	-25.3	1567	581	-62.9
AUTRES EXIGIBILITES	3195	2922	-8.5	2224	1938	-12.9	971	984	1.3
TOTAL DES EXIGIBILITES	15914	11139	-30.0	8523	5876	-31.1	7391	5263	-28.8
DETTE A LONG TERME	24438	23884	-2.3	17665	17819	0.9	6773	6064	-10.5
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	2324	2007	-13.6	1297	1166	-10.1	1027	841	-18.0
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	12408	11136	-10.2	7150	5873	-17.9	5258	5263	0.1
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	2236	2579	15.3	1227	1327	8.2	1009	1252	24.0
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	12193	12255	0.5	8830	8826	-0.0	3363	3430	2.0
ACT. PRIVILEG.	6061	6727	11.0	5428	6182	13.9	633	546	-13.8
BEN.NON REPART.	17537	11517	-34.3	5258	257	-95.1	12279	11260	-8.3
AUTRES	4297	4276	-0.5	2313	2410	4.2	1985	1867	-5.9
TOTAL	40088	34777	-13.2	21828	17674	-19.0	18259	17102	-6.3
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	97408	85522	-12.2	57691	49736	-13.8	39717	35786	-9.9
FONDS DE ROULEMENT	7416	4416	-40.5	2684	1299	-51.6	4732	3117	-34.1
	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
COMPTANT,INVEST. & TITRES	1132	2137	88.7	888	907	2.1	3226	1306	-59.5
COMPTES A RECEVOIR: FILIALES	318	77	-75.8	287	245	-14.8	1105	219	-80.2
AUTRES	5105	3483	-31.8	1220	866	-29.0	2980	1819	-39.0
TOTAL	5423	3560	-34.4	1507	1110	-26.3	4085	2038	-50.1
STOCKS	5171	3111	-39.8	149	116	-22.4	751	596	-20.7
AUTRES DISPONIBILITES	484	523	8.1	85	67	-20.7	427	84	-80.4
TOTAL DES DISPONIBILITES	12211	9331	-23.6	2629	2200	-16.3	8489	4023	-52.6
IMMOBILISATIONS	32123	33683	4.9	20956	20435	-2.5	35136	36095	2.7
MOINS EPUIS.,DEPR. & AMORT.	9511	10723	12.8	4479	5454	21.8	5872	8796	49.8
IMMOB. MOINS L'AMORT. COMPT.	22613	22955	1.5	16431	14897	-9.3	26319	23723	-9.9
AUTRES ELEM. DE L'ACTIF A L.T.	1862	1694	-9.0	1566	1330	-15.1	5288	5368	1.5
TOTAL DE L'ACTIF	36686	33980	-7.4	20626	18427	-10.7	40096	33115	-17.4
COMPTES A PAYER: FILIALES	599	381	-36.4	323	238	-26.5	87	547	--
AUTRES	4969	3291	-33.8	1163	832	-28.4	3146	1702	-45.9
TOTAL	5568	3672	-34.0	1486	1070	-28.0	3233	2248	-30.5
TR. COUR. DE LA DETTE A L.T.	145	158	8.7	676	530	-21.6	1610	539	-66.5
AUTRES EXIGIBILITES	1480	1028	-30.5	544	613	12.6	1171	1281	9.4
TOTAL DES EXIGIBILITES	7193	4858	-32.5	2707	2213	-18.2	6015	4069	-32.4
DETTE A LONG TERME	3584	3373	-5.9	8009	7059	-11.9	12844	13452	4.7
PAIEM. ANTIC. POUR PROD. DIFF.	452	391	-13.5	650	582	-10.4	1221	1033	-15.4
IMPOTS SUR LE REVENU DIFFERES	5292	5351	1.1	2081	1734	-16.7	5034	4051	-19.5
AUTRES PASSIFS A LONG TERME	699	690	-1.3	835	852	2.1	702	1037	47.6
AVOIR PROPRE: ACT. ORDINAIRES	6290	5990	-4.8	3242	3478	7.3	2661	2787	4.7
ACT. PRIVILEG.	3224	2910	-9.7	1335	2218	66.1	1502	1600	6.5
BEN.NON REPART.	9192	9957	8.3	195	-1536	--	8150	3097	-62.0
AUTRES	760	460	-39.5	1571	1827	16.2	1966	1990	1.2
TOTAL	19465	19317	-0.8	6344	5986	-5.6	14279	9474	-33.7
TOTAL PASS., IMP.DIFF., AV.PR.	36686	33980	-7.4	20626	18427	-10.7	40096	33115	-17.4
FONDS DE ROULEMENT	5019	4473	-10.9	-78	-12	--	2475	-45	--

TABLEAU 7

VOLUME ET VALEUR DE LA PRODUCTION

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	21798.6	22369.7	2.6	741.6	771.2	4.0	5624.7	6071.4	7.9
PETROLE BRUT - AUTRES	32145.1	27992.1	-12.9	1100.5	1063.2	-3.4	3467.4	2798.2	-19.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	53943.6	50361.8	-6.6	1842.1	1834.4	-0.4	9092.1	8869.6	-2.4
SABLES PETROLIFERES	11959.7	15087.1	26.1	0.0	0.0	--	13.4	9.5	-29.1
GAZ NATUREL COMMERCIAL	57086.9	53446.2	-6.4	5815.5	5324.3	-8.4	1154.8	1406.4	21.8
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	12074.6	11632.2	-3.7	81.8	193.9	137.0	4.0	6.0	50.0
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	135064.8	130527.3	-3.4	7739.4	7352.6	-5.0	10264.3	10291.5	0.3
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	5126.5	2677.8	-47.8	178.1	102.4	-42.5	1183.3	598.0	-49.5
PETROLE BRUT - AUTRE	6625.6	3325.1	-49.8	227.3	130.8	-42.4	681.8	299.2	-56.1
PETROLE BRUT CLASSIQUE	11752.1	6002.9	-48.9	405.4	233.2	-42.5	1865.2	897.3	-51.9
SABLES PETROLIFERES	2839.8	1603.1	-43.6	0.0	0.0	--	2.5	0.6	-75.7
GAZ NATUREL COMMERCIAL	5676.4	4461.3	-21.4	473.2	345.0	-27.1	79.3	94.2	18.8
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2264.6	1789.7	-21.0	14.1	22.3	57.8	1.0	0.8	-21.3
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	22533.0	13857.0	-38.5	892.7	600.6	-32.7	1947.9	992.8	-49.0

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	29503.2	30978.4	5.0	14240.0	14679.6	3.1	15263.2	16298.8	6.8
PETROLE BRUT - AUTRES	37125.6	32178.1	-13.3	15312.7	14123.6	-7.8	21813.0	18054.5	-17.2
PETROLE BRUT CLASSIQUE	66628.8	63156.5	-5.2	29552.6	28803.2	-2.5	37076.2	34353.3	-7.3
SABLES PETROLIFERES	11973.1	15096.6	26.1	4745.3	4883.3	2.9	7227.8	10213.3	41.3
GAZ NATUREL COMMERCIAL	64520.3	60592.2	-6.1	36477.1	34457.0	-5.5	28043.2	26135.2	-6.8
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	12166.6	11838.4	-2.7	7107.4	7284.5	2.5	5059.2	4553.9	-10.0
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	155288.8	150683.7	-3.0	77882.4	75428.0	-3.2	77406.4	75255.7	-2.8
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	6748.7	3515.5	-47.9	3196.6	1630.1	-49.0	3552.1	1885.4	-46.9
PETROLE BRUT - AUTRE	7620.1	3794.9	-50.2	3140.2	1615.0	-48.6	4479.8	2179.9	-51.3
PETROLE BRUT CLASSIQUE	14368.7	7310.4	-49.1	6336.9	3245.1	-48.8	8031.9	4065.3	-49.4
SABLES PETROLIFERES	2842.3	1603.7	-43.6	1162.6	586.4	-49.6	1679.7	1017.2	-39.4
GAZ NATUREL COMMERCIAL	6272.1	4941.0	-21.2	3530.1	2786.5	-21.1	2742.0	2154.4	-21.4
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	2280.8	1813.6	-20.5	1337.8	1237.2	-7.5	943.0	576.4	-38.9
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	25764.0	15668.6	-39.2	12367.4	7855.2	-36.5	13396.6	7813.4	-41.7

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
VOLUME (EQUIV. DE PETROLE)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)	('000 M3)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	9871.6	10919.1	10.6	6452.5	7057.1	9.4	13179.1	13002.2	-1.3
PETROLE BRUT - AUTRES	13296.0	10755.7	-19.1	4998.3	4612.1	-7.7	18831.3	16810.3	-10.7
PETROLE BRUT CLASSIQUE	23167.6	21674.8	-6.4	11450.8	11669.2	1.9	32010.4	29812.5	-6.9
SABLES PETROLIFERES	7284.1	10147.7	39.3	172.8	189.8	9.8	4516.2	4759.1	5.4
GAZ NATUREL COMMERCIAL	14429.2	13543.8	-6.1	17678.3	17643.4	-0.2	32412.8	29405.0	-9.3
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	4635.4	4868.4	5.0	807.9	1140.2	41.1	6723.3	5829.8	-13.3
PRODUCTION TOTALE - VOLUME	49516.3	50234.7	1.5	30109.8	30642.6	1.8	75662.7	69806.4	-7.7
VALEUR	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
PETROLE BRUT - PRNP	2187.2	1159.0	-47.0	1491.2	836.0	-43.9	3070.2	1520.6	-50.5
PETROLE BRUT - AUTRE	2730.0	1290.6	-52.7	960.4	508.1	-47.1	3929.7	1996.2	-49.2
PETROLE BRUT CLASSIQUE	4917.2	2449.5	-50.2	2451.7	1344.1	-45.2	6999.9	3516.7	-49.8
SABLES PETROLIFERES	1703.8	1023.3	-39.9	39.0	13.1	-66.4	1099.5	567.2	-48.4
GAZ NATUREL COMMERCIAL	1403.6	1092.3	-22.2	1713.1	1420.3	-17.1	3155.4	2428.4	-23.0
LIQUIDES DE GAZ NAT.(USINE)	817.3	575.9	-29.5	154.2	139.6	-9.5	1309.4	1098.1	-16.1
PRODUCTION TOTALE - VALEUR	8841.9	5141.1	-41.9	4357.9	2917.1	-33.1	12564.2	7610.4	-39.4

TABLEAU 8

FRAIS D'EXPLOITATION EN AMONT ET REDEVANCES

PAR PROVINCE

	ALBERTA			COLOMBIE-BRITANNIQUE			SASKATCHEWAN		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	1743.7	1844.5	5.8	112.3	88.7	-21.0	308.3	280.0	-9.2
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	436.4	431.7	-1.1	4.0	6.4	61.8	17.4	11.7	-32.6
SABLES PETROLIFERES	1142.2	1114.3	-2.4	0.0	0.0	--	1.9	1.1	-42.6
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	139.8	134.4	-3.8	4.1	3.8	-7.0	10.6	11.8	11.6
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	768.8	747.0	-2.8	18.3	17.9	-1.9	70.3	62.5	-11.2
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	4230.7	4272.0	1.0	138.7	116.9	-15.7	408.5	367.1	-10.1
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	0.0	0.0	--	0.0	0.0	--	0.0	0.0	--
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	4663.6	2287.9	-50.9	185.9	92.4	-50.3	412.7	171.2	-58.5
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	941.5	492.8	-47.7	17.2	8.8	-48.8	79.3	44.9	-43.4
REDEVANCES TOTALES	5605.1	2780.7	-50.4	203.0	101.2	-50.2	492.0	216.1	-56.1

PAR GROUPE DE COMPAGNIES

	TOTAL DE L'INDUSTRIE			SOCIETES SOUS CONTROLE CANADIEN			SOCIETES SOUS CONTROLE ETRANGER		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	2213.5	2256.2	1.9	1106.2	1141.0	3.1	1107.4	1115.2	0.7
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	478.5	473.1	-1.1	281.9	307.5	9.1	196.6	165.5	-15.8
SABLES PETROLIFERES	1144.1	1115.4	-2.5	479.9	435.7	-9.2	664.1	679.7	2.3
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	159.6	155.7	-2.4	58.5	71.5	22.2	101.1	84.2	-16.7
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	886.6	851.8	-3.9	361.8	369.8	2.2	524.8	482.0	-8.2
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	4882.3	4852.3	-0.6	2288.3	2325.6	1.6	2594.0	2526.7	-2.6
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	9.1	4.8	-47.4	1.0	0.0	-100.0	8.2	4.8	-41.1
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	5279.7	2561.4	-51.5	2288.2	1166.6	-49.0	2991.5	1394.7	-53.4
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	1058.3	556.7	-47.4	450.4	264.2	-41.4	607.9	292.6	-51.9
REDEVANCES TOTALES	6347.2	3122.9	-50.8	2739.6	1430.8	-47.8	3607.6	1692.1	-53.1

	SOCIETES INTEGREES ET RAFFINEURS			PETITS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ			GRANDS PRODUCTEURS DE PETROLE ET GAZ		
	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.	1985	1986	VARIA.
	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)	(MILLIONS $)		(%)
ACTIVITES ASSOCIEES	673.4	591.5	-12.2	487.3	530.5	8.9	1052.8	1134.2	7.7
USINE DE TRAIT. DE GAZ NATUREL	128.1	126.3	-1.4	61.8	73.2	18.5	288.6	273.6	-5.2
SABLES PETROLIFERES	672.6	679.3	1.0	17.6	13.8	-21.4	453.8	422.3	-7.0
TAXES(EXCL. IMPOT SUR REVENU)	87.6	70.6	-19.5	18.0	17.2	-4.1	54.0	67.9	25.8
FRAIS GENERAUX D'EXPLOITATION	354.7	311.6	-12.2	129.3	100.4	-22.4	402.6	439.9	9.3
TOTAL, FRAIS D'EXPLOITATION	1916.5	1779.3	-7.2	714.0	735.2	3.0	2251.8	2337.8	3.8
REDEVANCES FED. DA LA COURONNE	7.3	3.5	-51.9	0.0	0.0	--	1.9	1.3	-29.7
REDEVANCES ET TAXES PROVINC.	1696.8	742.5	-56.2	861.8	480.7	-44.2	2721.0	1338.2	-50.8
AUTRES REDEVANCES ET PAIEMENTS	456.9	209.2	-54.2	247.2	167.5	-32.2	354.2	180.1	-49.2
REDEVANCES TOTALES	2161.0	955.2	-55.8	1109.0	648.2	-41.6	3077.1	1519.6	-50.6

TABLEAU 9

ETAT DES REVENUS ET DEPENSES: 1982 à 1986

	ACTIVITES AMONT (MILLIONS $)						ACTIVITES AVAL (MILLIONS $)					
	1982	1983	1984	1985	1986	TAUX DE CROISS.	1982	1983	1984	1985	1986	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	20973	23887	26357	27618	16678	-5.6	31263	30660	31882	34076	26376	-4.2
REDEVANCES & AUTRES PAI.	5604	6087	6393	6267	3077	-13.9	0	0	0	0	0	--
TRPG & AUTRES TAXES	1945	2031	2224	1996	434	-31.3	1811	1777	1935	2314	2972	13.2
REC. NETTES APRES REDEV.	13424	15769	17740	19354	13167	-0.5	29452	28883	29948	31762	23404	-5.6
COUT DES BIENS VENDUS	0	0	0	0	0	--	25115	25351	25568	26976	17945	-8.1
FRAIS D'INTERETS	1555	1420	1621	1557	1655	1.6	260	298	361	201	112	-19.0
FRAIS D'EXPLOITATION	3516	3741	4232	4759	4729	7.7	2824	2677	2714	3252	3164	2.9
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	72	51	64	68	69	-1.1	68	62	68	80	70	0.8
AUTRES FRAIS	608	579	557	584	795	6.9	159	189	175	43	52	-24.2
FR. DE R&D DES SABLES	57	35	27	36	33	-12.3	0	0	0	0	0	--
DEPENSES E&M	979	824	746	874	959	-0.5	1	0	0	0	0	--
DEPRECIATION	542	684	723	834	1068	18.5	446	572	612	686	696	11.8
EPUISEMENT	812	1084	1366	1684	1935	24.3	0	0	0	0	0	--
AMORTISSEMENT	418	1045	604	522	852	19.5	26	61	30	170	-71	--
FRAIS NON-MON. ET E&M	2807	3672	3467	3950	4848	14.6	473	634	642	856	625	7.2
REVENU AVANT IMPOTS	4865	6306	7799	8435	1071	-31.5	519	-307	420	353	1434	28.9
IMPOT FEDERAL	1686	2242	2304	2482	758	-18.1	-175	-346	-17	107	346	--
IMPOT PROVINCIAL	174	388	617	558	32	-34.2	-71	-118	-3	19	73	--
IMPOT COURRANT	1860	2630	2921	3039	790	-19.3	-246	-444	-20	126	419	--
REV. APRES IMPOT COUR.	3005	3676	4878	5396	281	-44.7	765	137	441	227	1016	7.3
IMPOT REPORTE	1035	1219	1797	1731	57	-51.5	424	213	86	-116	-4	--
REVENU NET APRES IMPOT	1970	2457	3081	3665	224	-41.9	376	-77	355	344	1020	28.4
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	100	75	9	-807	-1923	--	44	-9	35	-129	-213	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	2071	2532	3090	2858	-1700	--	420	-86	389	215	807	17.7
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	5812	7348	8345	9346	5129	-3.1	1273	770	1082	1083	1641	6.6

	ACTIVITES ETRANGERES ET AUTRES (MILLIONS $)						TOTAL DES ACTIVITES (MILLIONS $)					
	1982	1983	1984	1985	1986	TAUX DE CROISS.	1982	1983	1984	1985	1986	TAUX DE CROISS.
RECETTES TOTALES	4752	4538	4682	4349	4025	-4.1	56988	59085	62922	66043	47079	-4.7
REDEVANCES & AUTRES PAI.	0	0	0	0	0	--	5604	6087	6393	6267	3077	-13.9
TRPG & AUTRES TAXES	204	76	99	167	108	-14.8	3960	3885	4258	4477	3514	-2.9
REC. NETTES APRES REDEV.	4548	4462	4584	4183	3917	-3.7	47200	49114	52272	55299	40488	-3.8
COUT DES BIENS VENDUS	1265	1678	1242	1015	1094	-3.6	26380	27029	26810	27992	19040	-7.8
FRAIS D'INTERETS	842	774	777	680	956	3.2	2658	2493	2759	2438	2724	0.6
FRAIS D'EXPLOITATION	1546	1316	1288	1503	1166	-6.8	7662	7733	8234	9514	9059	4.3
FR. DE RECH.(EXC.SABLES)	5	10	10	7	11	25.2	144	122	142	156	150	1.0
AUTRES FRAIS	630	181	280	165	260	-19.9	1397	949	1012	792	1107	-5.7
FR. DE R&D DES SABLES	0	0	0	0	0	--	57	35	27	36	33	-12.3
DEPENSES E&M	92	63	58	68	30	-24.2	1071	887	805	941	990	-2.0
DEPRECIATION	308	311	369	275	299	-0.8	1297	1568	1704	1796	2063	12.3
EPUISEMENT	220	239	282	378	612	29.1	1032	1322	1648	2063	2548	25.3
AMORTISSEMENT	451	825	113	204	113	-29.2	895	1932	747	895	894	-0.0
FRAIS NON-MON. ET E&M	1072	1438	822	925	1055	-0.4	4352	5744	4931	5731	6528	10.7
REVENU AVANT IMPOTS	-812	-935	164	-113	-625	--	4606	5043	8384	8676	1881	-20.1
IMPOT FEDERAL	-10	35	-5	-14	-198	--	1502	1931	2282	2575	905	-11.9
IMPOT PROVINCIAL	-8	-15	-49	-26	-32	--	94	255	565	551	74	-6.0
IMPOT COURRANT	-17	20	-54	-40	-230	--	1596	2186	2847	3126	979	-11.5
REV. APRES IMPOT COUR.	-795	-955	218	-73	-394	--	3010	2857	5537	5550	902	-26.0
IMPOT REPORTE	-129	-29	127	61	-9	--	1330	1403	2010	1675	44	-57.3
REVENU NET APRES IMPOT	-666	-925	91	-134	-386	--	1680	1454	3527	3875	858	-15.5
GAINS OU PERTES EXTRAOR.	22	-0	96	-142	-1223	--	167	66	140	-1077	-3359	--
REV. NET APR. POSTES EXT.	-688	-926	187	-275	-1609	--	1802	1520	3667	2798	-2502	--
RESS. D'AUTOFIN. INTERNE	277	483	1040	852	660	24.2	7362	8601	10468	11281	7430	0.2

TABLEAU 10

SOURCES ET AFFECTATIONS DES FONDS: 1982 à 1986

	1982	1983	1984	1985	1986	TAUX DE CROISS.
			(MILLIONS $)			
RECETTES TIREES DE L'EXPLOIT.	7362	8601	10468	11281	7430	0.2
AUG. NETTE DE LA DETTE A L.T.	3538	1834	4227	2024	1831	-15.2
EMISSION D'ACTIONS	3203	2151	1701	1877	1771	-13.8
SUBVENTIONS (PESP ET AUTRES)	1431	1667	1818	1829	1089	-6.6
TOUTES AUTRES SOURCES	3031	2990	5141	4023	4524	10.5
DIM. DU CAPITAL DE ROULEMENT	4384	1524	912	2762	3834	-3.3
TOTAL DES SOURCES DE FONDS	22948	18767	24266	23797	20479	-2.8
DEPENSES DE CAPITAL AMONT	6416	6793	7786	9110	5983	-1.7
DEPENSES DE CAPITAL AVAL	2180	1611	897	751	721	-24.2
AUTRES DEP. DE CAP. AU CAN.	1893	1192	922	878	532	-27.2
DEPENSES DE CAPITAL AU CANADA	10489	9596	9604	10739	7236	-8.9
DEPENSES DE CAPITAL AUX E.-U.	575	315	288	661	130	-31.1
AUTRES DEPENSES A L'ETRANGER	554	417	327	401	290	-14.9
DEPENSES TOTALES A L'ETRANGER	1129	732	615	1062	420	-21.9
TOTAL DES DEPENSES DE CAPITAL	11617	10328	10219	11801	7657	-9.9
DIVIDENDES: ACT. ORDINAIRES	S/O	S/O	S/O	1500	2248	--
ACT. PRIVILEGIEES	S/O	S/O	S/O	272	289	--
TOTAL	1131	1256	1342	1772	2537	22.4
REDUCTION DE L'AVOIR PROPRE	625	568	164	479	429	-9.0
TOT. DIV. ET RED. AVOIR PROPRE	1756	1824	1506	2251	2966	14.0
RED. NETTE DE LA DETTE A L.T.	3560	1542	2490	1849	2515	-8.3
TOUTES AUTRES AFFECTATIONS	4756	3094	5569	5762	6449	7.9
AUG. DU FONDS DE ROULEMENT	1259	1979	4482	2133	893	-8.2
TOT. DES AFFECTATIONS DE FONDS	22948	18767	24266	23797	20479	-2.8

GLOSSAIRE

Acquisition--acquisition d'actions d'une autre société pétrolière ou achat de l'actif d'une telle société. Les dépenses de capital destinées à cette fin sont incluses dans "autres affectations des fonds" dans les rapports d'examen. (Acquisitions)

Activités autres au Canada--comprend les services de forage, l'exploitation du charbon, de l'uranium, des métaux et d'autres activités qui ne sont pas reliées directement à l'activité pétrolière. L'activité des sociétés peut également être visée dans cette définition. (Other Canadian Operations)

Amortissement--sur une période donnée, montant imputé à l'actif, autre que par la dépréciation, l'épuisement et les dépenses d'exploration et de mise en valeur. Ce montant comprend également les gains ou pertes réalisés lors de la cession d'éléments d'actif, et les sommes radiées de l'actif. (Amortization)

Autres affectations de fonds--comprend les affectations comme les acquisitions, les achats de machines et de matériel usagé, et les investissements à long terme. (All Other Uses of Funds)

Autres sources de fonds--comprend les produits de la vente d'actifs ou les investissements à long terme et les paiements anticipés applicables à la production future. Pourrait être également visée ici une reclassification d'une dette assez importante de court terme à long terme contractée en 1984. (All Other Sources of Funds)

Avoir propre--la valeur comptable du capital libéré des actionnaires, du surplus d'apport et des bénéfices non répartis. (Equity)

Capital utilisé--la valeur comptable nette de l'actif total moins le passif courant. (Capital Employed)

Contrôle canadien--en général, une société est sous contrôle canadien lorsque 50 % ou plus de ses actions assorties du droit de vote sont détenues soit directement, soit indirectement par des résidents du Canada. Dans quelques cas exceptionnels, lorsqu'une tranche importante d'actions est détenue par des résidents et que les autres actions sont détenues par des tiers, une société peut de fait être sous contrôle canadien même si plus de 50 % de ses actions assorties du droit de vote sont détenues par des non-résidents. (Canadian Control)

Dépenses de capital--les investissements dans la machinerie, l'équipement, les structures et avoirs miniers nouveaux, capitalisés ou imputés directement sur le coût des activités courantes, ainsi que les valeurs immatérielles (p. ex. coût de location d'équipement), l'intérêt capitalisé et les dépenses capitalisées de réparation. (Capital Expenditures)

Dépenses de mise en valeur--ces dépenses comprennent le coût des forages et des achèvements de puits dans une région où l'existence de réserves de pétrole et de gaz naturel est déjà prouvée, le coût des réseaux de captage et des installations de séparation sur le terrain, et le coût d'achat de réserves prouvées. (Development Expenditures)

Dépenses de production--comprend les dépenses liées à la production de pétrole et de gaz naturel. Les dépenses liées aux usines de traitement du gaz naturel sont incluses. (Production Expenditures)

Dépréciation--montant imputé sur les dépenses applicable à l'actif susceptible de dépréciation qui a été capitalisé. Cela ne correspond pas à la déduction pour amortissement utilisée pour calculer la dépréciation aux fins d'impôt. (Depreciation)

Dette à long terme--dette dont l'échéance dépasse un an. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette à long terme lorsqu'elles sont remboursables à un montant fixe sans privilège de conversion ou droit de vote. (Long-term Debt)

Épuisement--montant imputé sur les dépenses dans les états financiers de la société applicable à l'actif susceptible d'épuisement qui a été capitalisé. Il ne s'agit pas de la déduction pour épuisement gagné calculée aux fins d'impôt. (Depletion)

Extraction minière des ressources énergétiques--de l'uranium et du charbon (exclut l'extraction des sables pétrolifères). (Energy Mining)

Fonds de roulement--l'actif à court terme (liquidités, investissements à court terme, comptes à recevoir, stocks) moins le passif à court terme (comptes à payer, dettes et titres venant à échéance dans moins d'un an). (Working Capital)

Frais d'exploration--comprend tous les droits d'affermage et les coûts d'acquisition des terres, les dépenses liées à des travaux géologiques et géophysiques, et les coûts des forages d'exploration qu'ils soient capitalisés ou radiés. Les forages d'exploration désignent généralement les puits forés en dehors des limites d'une région prouvée ou à l'intérieur des limites d'une telle région mais dans une zone inéprouvée. Ces forages servent à déterminer l'existence de réserves pétrolières ou gazières. Sont également inclus les coûts de puits improductifs, les tubages et autres matériaux et équipements abandonnés sur place. (Exploration Costs)

Grands producteurs--sociétés qui réalisent chacune plus de 1 % des recettes totales de l'industrie dans les secteurs amont des activités et dont les activités sont surtout axées sur l'exploration et la production. (Senior Producers)

Impôt reporté--impôt accumulé et considéré comme dépense dans l'état des revenus et des dépenses, mais non payable pendant la période visée. L'impôt est reporté, par exemple, lorsque les biens immobilisés sont amortis (au moyen de la déduction pour amortissement) aux fins d'impôt à des taux supérieurs aux taux de dépréciation utilisés pour préparer les rapports financiers. (Deferred Income Taxes)

Impôt sur le revenu courant--la partie de l'impôt sur le revenu, tant fédéral que provincial, se rapportant à la période visée par le rapport et réputé exigible. (Current Income Tax)

Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse--méthode comptable suivant laquelle seuls sont capitalisés les coûts qui entraînent directement des bénéfices futurs identifiables et qui sont liés à la découverte, à l'acquisition ou à la mise en valeur de réserves particulières. Les coûts qui ne donnent pas lieu à des bénéfices futurs identifiables sont généralement imputés sur les dépenses à mesure qu'ils sont engagés, ou sont passés au compte des pertes. Sont inclus les coûts liés aux études géologiques et géophysiques, à la possession des gisements inexploités et aux activités d'exploration et de mise en valeur de gisements improductifs. L'autre méthode habituellement utilisée est la méthode de capitalisation du coût entier. (Successful Efforts Accounting)

Méthode de capitalisation du coût entier--méthode comptable suivant laquelle tous les coûts liés à la prospection et à l'acquisition de réserves, à l'exploration et à la mise en valeur de gisements dans des centres de coûts sont initialement capitalisés et imputés uniquement sur les dépenses à mesure que les gisements auxquels s'appliquent les coûts sont mis en production. Les coûts engagés comprennent les frais de prospection, de location, d'acquisition, de rétention, d'exploration et de mise en valeur ainsi que les frais indirects associés (c'est-à-dire les frais généraux et administratifs). Les frais d'exploitation sont défrayés à mesure qu'ils sont engagés. L'autre méthode habituellement utilisée est la méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse. (Full Cost Accounting)

Participation canadienne--la proportion des actions totales assorties du droit de vote d'une société qui est détenue soit directement, soit indirectement (par l'intermédiaire d'autres sociétés), par des résidents canadiens. (Canadian Ownership)

Petits producteurs--sociétés dont les travaux sont surtout axés sur l'exploration et la production et dont les activités amont de chacune d'elles représentent moins de 1 % des recettes totales de l'industrie. (Junior Producers)

Pétrole lourd non classique--désigne les gisements de pétrole lourd dont la masse volumique est habituellement supérieure à 934 kg/m^3 et dont la récupération se fait surtout par des méthodes assistées. Pour les gisements canadiens de pétrole lourd, la masse volumique est généralement de l'ordre de 935 à 985 kg/m^3 Les principaux gisements sont ceux de Cold Lake et de Lloydminster. (Non-conventional Heavy Oil)

Postes hors caisse--désigne les entrées imputées à la période visée par le rapport sans qu'il s'agisse de dépenses monétaires réelles au cours de ladite période, c'est-à-dire la dépréciation, l'épuisement et l'amortissement. (Non-cash Charges)

Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP)--le prix qui est appliqué à tout le pétrole classique provenant de gisements découverts après 1973, au pétrole supplémentaire récupéré selon des méthodes assistées (autres que l'injection d'eau), au pétrole supplémentaire obtenu grâce à tout projet nouveau ou accru de récupération par injection d'eau entrepris après le 30 juin 1983, au pétrole tiré de puits de remplissage forés, après le 30 juin 1983, par une entité pétrolière antérieure à l'établissement du PRNP, au brut synthétique, au pétrole brut extrait des Terres du Canada, au pétrole tiré de puits en Saskatchewan produisant dix barils ou moins par jour et à tout le pétrole lourd provenant de la Saskatchewan. Le PRNP était plafonné à 100 % du prix international. A compter du 1er juin 1985, l'Accord de l'Ouest permet aux producteurs de pétrole de négocier directement les contrats de vente avec les acheteurs; en outre, le marché assujetti aux mécanismes internationaux de l'offre et de la demande doit être en mesure de déterminer le niveau et la différence de prix entre les divers pétroles. (New Oil Reference Price)

Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP)--des subventions directes sont versées aux sociétés qui entreprennent des activités d'exploration et de mise en valeur au Canada. Le taux de subvention varie en fonction du secteur d'activité et il est plus élevé dans le cas des sociétés sous contrôle canadien qui ont un taux de participation canadienne précis, déterminé en vertu de la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens. C'est le gouvernement de l'Alberta qui administre et paie les subventions pour toutes les activités réalisées dans la province, et l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, au palier féderal, qui finance et administre le programme ailleurs au Canada. Parmi les mesures d'ordre financier adoptées dans le cadre de l'Accord de l'Ouest, il y a celle visant à mettre fin au PESP le 31 mars 1986 en ce qui a trait à l'ensemble des activités antérieurement admissibles aux subventions, sauf les dépenses d'exploration engagées aux fins de forage de puits dans les régions pionnières, qui peuvent répondre aux engagements pris dans le cadre des ententes d'exploration relatives aux terres du Canada. Les puits forés dans ces régions et admissibles aux subventions du PESP continueront de l'être, en vertu de droits acquis jusqu' au 31 décembre 1987. (Petroleum Incentives Program)

Rapport d'endettement--rapport du passif à long terme (plus d'une année) à l'avoir propre des actionnaires (capital-actions plus les bénéfices non répartis) à la fin d'une période. Les actions privilégiées peuvent être considérées comme une dette ou comme un avoir propre, selon les modalités applicables à ces actions (voir "dettes à long terme"). (Debt/Equity Ratio)

Redevances d'exportation sur le pétrole--les exportations de pétrole brut de même que les hydrocarbures équivalents et les produits pétroliers tels que l'essence, les distillats moyens, le mazout lourd et le pétrole partiellement traité, étaient assujettis à une redevance d'exportation. Depuis le 1er novembre 1980, les provinces productrices recoivent 50 % des recettes tirées des redevances d'exportation sur le pétrole brut et des hydrocarbures équivalents. Cette redevance a été supprimée en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Oil Export Charge)

Redevance d'indemnisation pétrolière (RIP)--taxe imposée aux raffineries par le gouvernement du Canada. Les fonds provenant de cette taxe sont utilisés pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole, pour payer les coûts plus élevés de la production qui est admissible au Prix de référence du nouveau pétrole (PRNP) et pour payer la livraison de brut canadien aux provinces de l'Atlantique et certains échanges de brut entre le Canada et les États-Unis. La déréglementation de la tarification du pétrole, en vertu de l'Accord de l'Ouest, a rendu superflu le mécanisme d'indemnisation. (Petroleum Compensation Charge)

Ressources d'autofinancement--comprend le revenu net après impôts, plus les dépenses d'exploration et de mise en valeur engagées au cours de la période visée par le rapport, la dépréciation, l'épuisement, l'amortissement et les impôts reportés. (Internal Cash Flow)

Sables pétrolifères--désigne les réserves de bitume brut de gisements qui sont généralement solides à moins d'être chauffés et dont la masse volumique est habituellement supérieure à 985 kg/m^3. Les gisements de l'Athabasca, de Peace River, de Wabasca, Cold Lake et de Buffalo Head Hills sont les principales réserves du Canada. (Oil Sands)

Secteur amont--activités et travaux liés à la recherche, à la mise en valeur, à la production, à l'extraction et à la récupération du pétrole brut, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et des sulfures ainsi qu'à la production de pétrole synthétique. (Upstream Segment)

Secteur aval--comprend le raffinage, la commercialisation, le transport et les activités liées aux produits pétrochimiques. (Downstream Segment)

Sociétés intégrées --les sociétés qui perçoivent des recettes importantes tant dans les secteurs amont qu'aval. De plus, chacune d'elles possède d'importants services de production, de commercialisation et de distribution de produits raffinés. (Integrated Companies)

Sources externes de fonds --sources de fonds autres que les ressources d'autofinancement, principalement la dette à long terme et l'avoir propre. (External Sources of Funds)

Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (TGNLGN) --taxe fédérale imposée sur le gaz naturel pour pipe-line et les liquides de gaz naturel (LGN) commercialisables. Ce gaz naturel commercialisable comprend le gaz utilisé dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz mais exclut le gaz réinjecté dans un réservoir. Les liquides de gaz naturel incluent l'éthane, le propane, le butane ou tout autre mélange provenant de gaz traité dans une usine de traitement ou de retraitement du gaz. Cette taxe est l'une de celles qui a été supprimée en vertu de l'Accord de l'Ouest. (Natural Gas and Gas Liquids Tax)

Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG)--taxe de 13,3 % imposée sur les recettes de production après déduction des frais d'exploitation et des redevances autres que celles de la Couronne, et une déduction à l'égard de ressources de 25 % lorsqu'il faut payer des redevances et des taxes de la Couronne sur la production. Il est également possible de réduire l'assiette fiscale des projets de récupération tertiaire admissibles du montant des dépenses de capital admissibles engagées après 1982, et ce jusqu'à concurrence des recettes imposables du gisement. Le crédit actuel de 500 000 $ aux petits producteurs a été augmenté à 2 millions de dollars et le montant de 10 000 $ des recettes triées des ressources que les particuliers peuvent exempter de la TRPG passera à 40 000 $. Les usines de traitement de sables pétrolifères des sociétés Syncrude et Suncor se sont vus accordés une exonération de la TRPG jusqu'à la fin de 1986. Les sociétés n'ayant pas réalisé de profits pourront porter en déduction de la TRPG les dépenses inutilisées d'exploration et de mise en valeur. En vertu de l'Accord de l'Ouest, la TRGP devait être abolie progressivement au 1er janvier 1989, mais le 8 septembre 1986, le gouvernement du Canada annonçait son élimination à partir d'octobre 1986. Entretemps, cette taxe n'est plus admissible aux fins de l'impôt sur le revenu. (Petroleum and Gas Revenue Tax)

Taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS)/Taxe sur les redevances supplémentaires afférentes aux ressources (TRSR)--la TRPS était une taxe fédérale imposée à un taux de 50 % des recettes supplémentaires sur l'ancien pétrole, déduction faite des redevances supplémentaires qui y sont associées. Le revenu assujetti à la TRPS ou à la TRSR n'est pas imposable. Les deux taxes qui ont été provisoirement abolies, le 1er juin 1982 ont été supprimées par suite de la signature de l'Accord de l'Ouest. (Incremental Oil Revenue Tax /Incremental Resource Royalty Tax).

Terres du Canada --les zones du Canada situés à l'extérieur des limites provinciales. (Canada Lands)

MANDAT DE L'ASSP

A. Mandat de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée pour fournir aux utilisateurs des secteurs public et privé soit:

- les gouvernements fédéral et provinciaux,
- les sociétés pétrolières et gazières, et
- les institutions financières et d'autres entreprises commerciales,

une évaluation globale et objective des performances financières de l'industrie pétrolière au Canada. Il s'agit de s'assurer du bien-fondé des décisions des secteurs public et privé. Pour ce faire, l'Agence publie des examens semestriels et annuels fondés sur les renseignements qu'elle reçoit directement de sociétés pétrolières et gazières qui font affaire au Canada.

L'Agence a été créée en août 1980 et fonde son autorité statutaire sur la Loi sur la surveillance du secteur énergétique(1). Pour assurer l'impartialité de ses rapports et maintenir sa crédibilité parmi les utilisateurs, l'ASSP a été constituée en un organisme distinct et indépendant dont le président relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au paragraphe 5(1), la Loi stipule qu'une entreprise énergétique doit, deux fois par an, déposer des états exposant les données et renseignements concernant:

(a) le droit de propriété exclusive ou le contrôle qu'exerce sur elle toute personne physique ou morale,
(b) la provenance et l'affectation de ses fonds,
(c) ses activités de prospection, de mise en valeur, de production, de traitement, de raffinage et de commercialisation,
(d) les coûts et revenus,
(e) les déductions, crédits et allocations dont elle bénéficie en vertu de la Loi de l'impôt sur le revenu,
(f) la répartition et l'affectation de ses revenus et bénéfices,
(g) ses ressources, réserves et autres biens,
(h) les autres entreprises dont elle est le propriétaire ou dans lesquelles elle a une participation,
(i) ses programmes de recherche et de développement, et
(j) toutes autres activités reliée à la production du pétrole et du gaz naturel, du raffinage et de la commercialisation, ainsi que les fonds dérivés de telles activités.

Les entreprises énergétiques sont définies comme étant des particuliers, des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies ou des organismes qui se consacrent à la recherche, à la mise en valeur, au raffinage et à la commercialisation de produits pétroliers et gaziers et dont les revenus annuels bruts consolidés, ou la valeur des éléments d'actif dépassent 10 millions de dollars. Les règlements d'application de la Loi prescrivent que les revenus bruts et la valeur des éléments d'actif sont déterminés conformément aux normes de comptabilité énoncées dans le Manuel de l'Institut canadien des comptables agréés. Actuellement, seules les sociétés sont surveillées par l'Agence. Chaque société énergétique est tenue de signaler, de façon consolidée, les activités des sociétés qu'elle contrôle ou qu'elle détient.

---

(1) S.C. 1980-81-82-83, c. 112.

B. Sources de données et de renseignements

Les données publiées dans l'Examen de l'activité de l'industrie canadienne du pétrole sont des données cumulatives découlant surtout des annexes qui servent aux examens et qui sont prescrites par règlement d'application[1]. Étant donné qu'une partie du rôle de cueillette de renseignements de l'Agence est également assurée par Statistique Canada, un certain nombre d'ententes de partage de données ont été négociées par l'ASSP et Statistique Canada en vertu de l'article 11 de la Loi sur la statistique. Ces ententes réduisent le fardeau de l'industrie en ce qui concerne l'ensemble des renseignements exigés par l'Agence. Ces renseignements sont aussi communiqués par l'ASSP à Statistique Canada. Les ententes actuelles de partage de données portent sur:

1. l'appartenance et le contrôle des entreprises énergétiques,
2. la structure du capital,
3. les mouvements internationaux de trésorerie,
4. les dépenses de recherche et de développement,
5. l'exploration, la mise en valeur et les prévisions de dépenses de capital
6. les statistiques financières trimestrielles des sociétés, et
7. les dépenses de capital et les coûts d'exploitation.

Les cinq premiers points portent sur le transfert d'information à l'ASSP; le dernier comprend des renseignements que doit transmettre l'ASSP à Statistique Canada sur des sujets tels que les dépenses d'exploration, de mise en valeur et de production, et les redevances.

C. Portée des données

Les revenus bruts de l'industrie sur lesquels portent les examens de l'ASSP par compilation des déclarations de 124 entreprises déclarantes représentent environ 91 % des revenus du secteur amont de l'industrie tels qu'ils sont déterminés par Statistique Canada. Les 9 % restants des revenus de l'industrie proviennent d'entreprises dont les revenus ou l'actif sont inférieurs aux seuils actuels à partir desquels l'Agence exige une déclaration, mais qui font l'objet d'examens effectués par Statistique Canada. En raison du pourcentage élevé de couverture des revenus de l'industrie et en raison de l'inclusion de toutes les entreprises énergétiques sauf les plus petites, l'Agence peut appliquer à l'ensemble de l'industrie les données cumulatives quelle a tirées de ses conclusions. Les pourcentages de couverture des autres indicateurs de performance sont donnés ci-dessous.

COMPARAISON DES DONNÉES DE L'ASSP
AVEC LES DONNÉES CUMULATIVES DE L'INDUSTRIE POUR 1986

	Pourcentage de couverture des données cumulatives de l'industrie (%)
REVENUS TIRÉS DE LA PRODUCTION AMONT	91
DÉPENSES DE CAPITAL EN AMONT AU CANADA	90
VOLUMES DE PRODUCTION	
Pétrole brut et liquides	90
Gaz naturel commercialisable	87
VOLUME DE VENTE DES PRODUITS RAFFINÉS	98

(1) Les annexes actuellement prescrites sont données dans le règlement DORS/86-704.

D. Comparaison de résultats de l'examen de l'ASSP et de Statistique Canada

Le rendement financier de l'industrie pétrolière est périodiquement comparée à celle d'autres secteurs de l'économie, à l'aide de données globales obtenues de Statistique Canada. Les données sur le revenu net et les taux de rendement donnés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport diffèrent légèrement des résultats donnés au chapitre 3 et à l'annexe A, tableau 11, établis d'après des données de Statistique Canada.

Les données sur l'industrie pétrolière établies par Statistique Canada, qui couvrent un nombre supérieur d'entreprises à celles de l'examen de l'ASSP, ne tiennent pas compte des entreprises du gouvernement, de même que des activités des sociétés pétrolières canadiennes à l'étranger. L'examen de l'ASSP couvre les activités globales des sociétés pétrolières au Canada, y compris les sociétés de la Couronne, dans la mesure où ces sociétés répondent aux critères minima en ce qui a trait à l'actif et aux recettes. En outre, bien que Statistique Canada puisse effectuer des rajustements aux données déclarées par une entreprise, l'ASSP quant à elle déclare les activités de l'industrie comme elles sont présentées. Par exemple, en 1983, l'amortissement d'actif d'un milliard de dollars par une entreprise contrôlée par des Canadiens a été inscrit au "poste extraordinaire" par Statistique Canada, tandis que l'Agence a accepté de considérer cette activité comme un poste "ordinaire", comme l'a déclaré l'entreprise.

En ce qui a trait au rendement, les deux organismes établissent le rendement du capital utilisé en rajoutant au revenu net la portion après impôt de l'intérêt sur la dette à long terme. Bien que l'ASSP effectue ce calcul dans le cas de chaque compagnie, à l'aide du barème fiscal réglementaire applicable à cette portion de frais d'intérêts susceptible d'accroître le revenu net, le calcul des résultats globaux de l'industrie effectué par Statistique Canada doit se fonder sur le barème fiscal effectif, c'est-à-dire les impôts courants exprimés en pourcentage du revenu net avant impôt.

Le rendement des capitaux propres établi par cette agence peut différer des résultats obtenus par Statistique Canada, par suite des rajustements que l'ASSP peut effectuer aux données de chaque entreprise. Par exemple, en 1986 certaines sociétés pétrolières ont déclaré un avoir négatif se chiffrant globalement à environ 3,5 milliards de dollars. Selon la méthodologie utilisée par l'ASSP, un avoir négatif est réputé équivaloir à zéro, pour éviter que l'assiette globale de l'avoir ne soit indûment réduite, et que le rendement en soit surévalué. Ce genre de rajustement ne peut s'effectuer dans le cas des données globales établies par Statistique Canada.

E. Détermination de la participation et du contrôle

L'Agence publie chaque année des données sur le niveau de participation et de contrôle canadien de l'industrie du pétrole et du gaz au Canada. La méthodologie et les sources de données sur lesquelles se fondent les analyses sont résumées ci-dessous.

L'Agence a adopté une définition du contrôle, qui se fonde sur la possibilité qu'ont des actionnaires canadiens ou étrangers d'exercer un contrôle éventuel sur l'ensemble des activités d'une entreprise. Bien que ce contrôle se fonde généralement sur un taux de propriété de 50 % ou plus des actions assorties d'un droit de vote, il est possible d'exercer un contrôle effectif par le biais d'une tranche de propriété plus restreinte, lorsque la majorité des droits de vote est largement répartie. Lorsque la concentration de la propriété des droits de vote ne peut suffire à établir le contrôle, on peut alors tenter de l'établir en déterminant l'existence d'options, d'actions détenues par des investisseurs privés principaux, ou d'administrateurs de liaison qui siègent aux conseils d'administration de sociétés de portefeuille associées.

Pour pouvoir déterminer le niveau de propriété à l'échelle de l'industrie, le pourcentage de l'étalon pertinent qui représente la propriété des droits de vote par des non résidents est affecté à la catégorie dont la propriété est étrangère, tandis que le pourcentage de propriété des droits de vote détenu par des résidents canadiens est affecté à la catégorie dont la propriété est canadienne.

Les étalons les plus communément utilisés sont les recettes amont, ou l'ensemble des recettes associées aux produits pétroliers (amont plus aval). Le taux de propriété et de contrôle se mesure généralement d'après les recettes brutes, étant donné qu'elles traduisent le mieux le niveau d'activité économique et qu'elles constituent des éléments représentatifs stables des avantages économiques nets au cours d'une période donnée. Par exemple, la déduction des redevances des recettes pétrolières brutes n'aurait peu ou pas d'incidence sur la répartition relative des recettes entre les propriétaires canadiens et étrangers.

D'autres moyens de calcul existent, comme l'actif ou le capital utilisé, mais ces mécanismes affichent certaines carences, étant donné qu'ils reposent sur les valeurs au livre d'origine plutôt que sur la valeur commerciale courante, et qu'ils doivent être assujettis aux différentes techniques comptables utilisées dans l'industrie pétrolière, comme la méthode de la capitalisation du coût entier ou la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse.

Dans le cas du contrôle, l'ensemble des recettes de la société sous contrôle est affecté à la catégorie de contrôle approprié. Par conséquent, et sans égard au pourcentage de propriété des droits de vote détenus par des non résidents, si la société est effectivement contrôlée par des non résidents, dès lors, pour fins de statistique, l'ensemble (100 %) de ses recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger. Pour fins d'illustration, diverses sociétés intégrées mentionnées dans le présent rapport, bien que toutes sous contrôle étranger, affichent différentes proportions de propriété canadienne (jusqu'à 30 %); toutefois, l'ensemble (100 %) de leurs recettes est affecté au secteur sous contrôle étranger, lors du calcul du niveau de contrôle étranger des recettes.

L'Agence a accès aux données sur la propriété et le contrôle recueillies en vertu de la Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers des entreprises tenues de faire rapport en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique. La Loi sur les déclarations des corporations et des syndicats ouvriers exige de l'ensemble des propriétaires de tranches d'actions équivalant ou supérieures à 5 % de l'ensemble des actions assorties de droits de vote de dévoiler de façon détaillée des données sur le taux de propriété. Si une société visée omet de présenter une déclaration en temps opportun aux termes de cette Loi, l'Agence est autorisée, en vertu du règlement DORS/85-328 qui modifie le règlement de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique à obtenir directement les données sur la propriété et le contrôle.

F. Comparaison des résultats entre certaines périodes

L'enquête sur l'industrie pétrolière canadienne permet de comparer les résultats de la période courante aux résultats de périodes précédentes, jugées comparables. Ces comparaisons sont tributaires des modifications apportées à la liste des sociétés faisant partie du groupe "industrie", selon le groupe d'analyse dont elles font partie, soit les sociétés intégrées et le raffinage, et les producteurs de pétrole et de gaz, et selon l'état de contrôle des entreprises visées. Pour permettre d'établir des comparaisons valables entre différentes périodes, l'Agence établit de façon uniforme l'affiliation et le contrôle du groupe industriel, d'après les renseignements déclarés pour la période courante, et intègre les données d'affiliation et de contrôle aux résultats des périodes précédentes.

La liste des entreprises, c'est-à-dire les sociétés dont l'actif ou le chiffre de vente est supérieur à 10 millions de dollars, est mise à jour au cours de chaque période. Les nouvelles entreprises admissibles ne sont inscrites à l'ensemble et au groupe respectif que lorsque les résultats de deux périodes comparables sont disponibles. À l'occasion, des entreprises sont radiées du groupe industriel au cours de la période courante, soit par suite d'une acquisition ou de l'abandon des activités. Les résultats de la période précédente, tant dans le cas de l'industrie que du groupe mentionné dans le rapport de la période courante, doivent permettre de constater la suppression du nom d'une entreprise: ainsi, l'entreprise n'est pas comprise dans les résultats globaux de la période courante et précédente. Lorsque la suppression du nom d'une entreprise résulte d'une acquisition par une autre entreprise tenue de faire rapport, les résultats de l'entreprise acquise pour la période précédente sont rajoutés aux résultats de l'entreprise qui en fait l'acquisition, que l'entreprise acquise fasse ou non partie du même groupe d'analyse que l'entreprise qui en fait l'acquisition.

L'acquisition de sociétés ou l'abandon d'activités au cours de la période courante peut permettre à une entreprise d'être intégrée à un groupe analytique autre que celui auquel elle avait été affectée dans le cadre de l'examen de la période précédente. Par exemple, lorsqu'un membre d'un groupe intégré s'est départi de ses activités en aval au cours de la période courante, il peut être inclus dans le groupe des grands ou des petits producteurs, selon le cas, pour la période courante, et ses résultats à ceux de l'ensemble du groupe pour la période antérieur correspondante. Il importe de noter que l'ensemble de l'actif et des recettes de l'entreprise qui se départit de ses activités pour la période précédente, sans égard à l'élément d'activité, sont transférés au groupe d'analyse pour la période courante, en vue d'établir les résultats globaux du groupe d'analyse pour la période précédente.

Des rajustements du même ordre sont effectués dans le cas des résultats globaux du groupe d'analyse et de l'industrie dans les cas où la propriété d'une entreprise passe en des mains canadiennes ou étrangères; la nationalité des propriétaires pour la période courante détermine celle qui vaut pour la période précédente, pour fins de comparaison.

Toutefois, dans la partie de l'examen qui traite de la propriété et du contrôle, l'analyse tient compte des changements au contrôle de la société visée, lorsqu'ils se produisent. Une liste des entreprises énergétiques déclarantes apparait sur la couverture arrière intérieure du rapport.

RECETTES EN AVAL ET MÉTHODES D'ÉVALUATION DES STOCKS

A. Bénéfices déclarés: PEPS et DEPS

Le choix entre les méthodes du PEPS et du DEPS(1) influence le moment auquel les bénéfices sont calculés par les sociétés, en agissant sur le "coût des biens vendus", une déduction importante dans le calcul des bénéfices nets. Cette situation découle du fait que ces méthodes constituent deux façons différentes d'évaluer les stocks en mains à la fin de la période visée par le rapport. Qu'il s'agisse du PEPS ou du DEPS, le "coût des biens vendus" se définit comme le coût des stocks en début d'exercice, plus le coût des biens achetés, moins la valeur des stocks en fin d'exercice.

Lorsque les prix du brut ont chuté au cours des premiers mois de 1986, la baisse des coûts du pétrole brut pour les sociétés en aval s'est soldée (en vertu de la méthode du DEPS) par une diminution immédiate du coût des biens vendus. Cependant, pour les sociétés utilisant le PEPS, la réduction du prix des achats de brut n'a pas de répercussions sur le coût des biens vendus, avant que les stocks, déjà en mains, ne soient écoulés. Dans le cas de deux sociétés identiques, pour qui les prix du pétrole brut et des produits sont les mêmes, la société utilisant le DEPS déclarera des bénéfices supérieurs pendant la période de chute des prix à ceux de la société qui utilise le PEPS. Les sociétés optant pour la méthode du DEPS auraient toutefois engagé plus de coûts dans le passé et affiché moins de bénéfices, à mesure que les prix augmentaient. Lorsque les prix fluctuent, mais ne suivent pas une tendance fixe, les deux genres d'entreprises enregistrent les mêmes bénéfices. En termes nominaux, cependant, comme la tendance des coûts et des prix demeure à la hausse, les sociétés utilisant le PEPS déclareront, à long terme, des bénéfices plus élevés. Et, par conséquent, elles payeront plus d'impôts que les sociétés employant le DEPS.

B. Bénéfices au Canada et aux États-Unis en période de chute des prix du pétrole brut--premier semestre de 1986

D'après ce qui précède, au premier semestre de 1986, les sociétés des États-Unis (dont la majorité utilise le DEPS) auraient dû déclarer des bénéfices en aval supérieurs à ceux des sociétés du Canada (qui utilisent le PEPS). Ce fut effectivement le cas, en raison des écarts dans la rapidité avec laquelle la chute des prix du pétrole brut influence le coût des biens vendus.

Le rapport de bénéfices considérablement plus élevés par les sociétés des États-Unis au premier semestre de 1986 (en hausse de plus de 200 % par rapport à 1985, dans le cas de septs sociétés multinationales américaines) montre que -- toutes choses étant égales -- les prix des produits aux États-Unis ont chuté moins rapidement que le coût des biens vendus. Par ailleurs, le fait que les sociétés du Canada aient réalisé moins de bénéfices au début de 1986 témoigne qu'au Canada la baisse des prix des produits a été plus rapide que celle du coût des biens vendus, c'est-à-dire, que les prix ont baissé plus vite que les sociétés ne pouvaient écouler leurs stocks à coût élevé.

---

(1) Le PEPS et le DEPS sont des méthodes de comptabilité servant à allouer des coûts aux ventes, dans le but de déterminer le bénéfice. Ces dernières ne constituent pas nécessairement un reflet du mouvement des biens.

PEPS (premier entré, premier sorti): Les premières sorties sont valorisées aux coûts des premières entrées. Par conséquent, le coût attribué à des stocks en mains à la fin de l'exercice représente le coût des biens les plus récemment acquis.

DEPS (dernier entré, premier sorti): Les premières sorties sont valorisées aux prix de l'article le plus récent des stocks. Les stocks en mains à la fin d'un exercice sont donc évalués selon le coût qui leur a été attribué au début de l'exercice. Des entrées durant la période sont valorisées au prix qui avait cours à leur entrée. Les sorties, elles , sont réputées avoir avant tout réduit les dernières entrées.

Cela ne veut pas dire que les prix des produits ont diminué plus rapidement au Canada qu'aux États-Unis, mais que les différentes méthodes de tarification employées par les deux pays peuvent entraîner, à court terme, des écarts importants dans les bénéfices déclarés.

C. Perspectives des répercussions de la variation du prix du brut sur des marchés concurrentiellement apparentés

Si les prix du brut se stabilisaient à un niveau donné, deux sociétés identiques, l'une utilisant le DEPS (en supposant que la composition des stocks par groupe de produits soit demeurée constante) et l'autre le PEPS, leurs bénéfices seraient les mêmes, une fois que la société employant le PEPS aurait écouler ses stocks à coût elevé. Cette société récupérerait l'écart de bénéfices subi pendant la chute des prix, seulement si les prix du brut se remettaient à augmenter. Le cas échéant, la société utilisant le DEPS constaterait immédiatement l'influence de l'augmentation du coût d'approvisionnement sur son coût des biens vendus. Quant à la société utilisant le PEPS, son coût des produits vendus ne s'élèverait pas avant l'épuisement de ses stocks à coût moins élevé.

Lorsque le volume des stocks et les principales catégories de produits au sein d'une même tranche de DEPS demeurent constants, le coût connexe qu'attribuera une société ayant opté pour cette méthode aux stocks de fin d'exercice est le coût des stocks en début d'exercice (étant donné que le coût des achats s'est répercuté sur le coût des biens vendus). Les stocks actuels et futurs peuvent donc être évalués en fonction des prix ayant eu cours plusieurs années auparavant.

Les règles comptables DEPS et PEPS exigent que les stocks soient valorisés selon le moindre coût ou de la valeur estimative de réalisation. Cependant, comme les prix n'ont pas retrouvé en 1986 les niveaux du milieu des années 1970, il n'est pas nécessaire, pour les sociétés utilisant le DEPS, de déduire la valeur, même si les prix de 1986 n'atteignent que la moitié de ceux de l'année précédente. Le seul cas où une société amortirait la valeur comptable de ses stocks serait si les prix tombaient en deça des niveaux du milieu des années 1970. Quant aux raffineurs des États-Unis, il semble que bien souvent leurs stocks soient valorisés aux prix antérieurs à 1974, de sorte qu'ils ne sera peut-être jamais nécessaire d'en réduire la valeur.

Bien que l'industrie canadienne du secteur aval, qui fonctionne selon le DEPS, ait vu ses bénéfices réduits au début de 1986, par rapport à 1985, les marges de profit ont commencé à s'améliorer vers la fin du deuxième trimestre. En 1986, les marges de profit dans l'ensemble étaient 15 % plus élevées qu'en 1985, ce qui montre la chute du coût des biens vendus supérieure à la chute des bénéfices bruts en ce qui a trait aux activités de raffinage et de commercialisation. Les gains réalisés en 1986 dans ce segment d'activité s'élèvent à 900 millions de dollars comparativement à 140 millions de dollars en 1985. Quant aux sociétés ayant préféré le PEPS, les bénéfices augmenteront aussi si les augmentations du prix du brut se répercutent sur le prix des produits avant d'influer sur le coût des biens vendus.

NOTES D'ORIENTATION DU MANUEL DE L'I.C.C.A. AYANT TRAIT À LA MÉTHODE DE CAPITALISATION DU COÛT ENTIER DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE

Le principe comptable généralement reconnu (PCGR) de l'Institut canadien des comptables agréés (I.C.C.A.) s'adresse aux sociétés faisant affaire au Canada, et reconnaît deux différentes méthodes comptables utilisées par l'industrie pétrolière relativement aux dépenses d'exploration et de mise en valeur: la Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse et la Méthode de capitalisation du coût entier.

La Méthode de capitalisation du coût de la recherche fructueuse présume que seules les dépenses d'exploration liées directement à la découverte de réserves prouvées ainsi que les dépenses de mise en valeur devraient être capitalisées et ensuite amorties, selon une production à l'unité, comme une dépense contre les revenus nets des puits productifs dans le centre de coûts explicitement relié à ses réserves prouvées. Les dépenses d'exploration improductive sont passées au compte des pertes lorsque les gisements sont inexploitables et d'autres dépenses comme les études géologiques et géophysiques et la possession de terres sans des réserves prouvées sont engagées dans la période donnée.

La Méthode de capitalisation du coût entier suppose que toutes les dépenses liées à l'acquisition, à l'exploration et à la mise en valeur de propriétés pétrolières et gazières, nonobstant la découverte de réserves prouvées, devraient être capitalisées et ensuite amorties comme une dépense contre les bénéfices de production dans un centre de coûts. Cette méthode renvoie à plus tard des sommes radiées des coûts d'exploration de la recherche fructueuse ou infructueuse, et d'autres dépenses sans rapport direct avec les réserves prouvées. À brève échéance, la méthode fait diminuer les dépenses contrairement à la méthode de la recherche fructueuses et par conséquent, augmente les gains. D'autre part, à long terme, les deux méthodes se rapprochent en terme de coûts, mais face à une base de coûts plus élevés et à l'incertitude par rapport au niveau de production future, de la productivité, et des prix, la méthode peut résulter en une surestimation considérable de la valeur des actifs à moins que des corrections soient effectuées à intervalle régulier relativement aux coûts capitalisés à reporter.

Le Comité de direction du Comité des normes comptables de l'I.C.C.A., qui lors de l'élaboration de notes d'orientation mises en vigueur en 1986, n'a pas voulu se prononcer quant à la meilleure méthode comptable (capitalisation du coût entier, de la recherche fructueuse, etc.). Cependant, les variantes dans l'application de la méthode du coût entier sont devenues tellement nombreuses que des directives ont été mises en place afin de réduire l'éventail des variantes. Les notes d'orientation présentent deux facettes: l'une indique les coûts à capitaliser et à amortir, et l'autre restreint, par le biais d'un calcul du test de plafonnement, le coût non amorti qui peut être retenu en ce qui a trait au bilan des entreprises.

Les notes d'orientation apportent des éclaircissements quant aux coûts capitalisés qui sont l'objet d'un amortissement et qui doivent être épuisés ou dépréciés sur une base de production à l'unité. Il s'agit de:

(a) tous les coûts d'exploration et de mise en valeur, (autres que les coûts de propriétés non prouvées et à l'exclusion de projets majeurs) moins les montants cumulatifs d'épuisement et de dépréciation,

(b) les coûts futurs approximatifs à l'égard de la mise en valeur de réserves prouvées, et

(c) les coûts approximatifs de démantèlement et d'abandon et les valeurs de récupération nettes.

Les coûts relatifs aux propriétés prouvées devraient être compris même si la production ou la commercialisation est impossible à l'heure actuelle, de même que les coûts de sondages secs et ceux de propriétés improductives, c'est-à-dire celles qui se trouvent finalement à posséder des réserves plus petites que celles envisagées au départ. Le transfert--des coûts d'acquisition, de concession et d'exploration des propriétés non prouvées aux coûts capitalisés faisant l'objet de frais d'épuisement et de dépréciation--devrait être effectuée régulièrement quand les réserves sont prouvées ou les propriétés sont considérées improductives. Les provisions relatives à l'épuisement et à la dépréciation doivent être déterminées sur une base de consolidation en tenant compte des centres de coûts lors de la parution annuelle ou trimestrielle du bilan financier.

Le test de plafonnement(1) se définit comme étant un test de récupération des coûts, lequel permet aux utilisateurs des états financiers d'assumer qu'aucune perte future ne résultera de la production actuelle des réserves prouvées et de l'exploration et mise en valeur ou vente de propriétés non prouvées et de projets importants. Il faut toutefois que les estimés courants relatifs aux coûts, à la productivité, aux niveaux de production ainsi qu'aux coûts futurs de mise en valeur utilisés dans la préparation des états financiers se révèlent justes.

Les modifications relatives au test de plafonnement telles que mentionnées dans les notes d'orientation se rapportent aux prix utilisés pour le calcul des futurs bénéfices nets et à la définition des centres de coûts.

Dans un premier temps, il faut que l'industrie se conforme aux directives, à savoir que celle-ci doit se servir des prix actuels à la date de mesure (date du bilan) ou des prix moyens pour une période qui ne dépasse pas 12 mois précédant immédiatement la date de mesure, la date de publication des états financiers ou la date à laquelle les résultats sont rendus public, alors que les prix actuellement utilisés dans l'estimation des bénéfices nets futurs des réserves prouvées fluctuent des prix courants aux estimations des prix futurs prévus par les évaluateurs de réservoirs. Advenant le cas où l'on utilise un prix autre que celui qui prévaut à la date de mesure utilisée, il faudrait divulguer le prix ainsi que toute somme radiée qui en aurait résulté si la date de mesure avait été utilisée.

Dans un deuxième temps, avant l'entrée en vigueur des nouvelles directives, un éventail de variantes sur la définition du centre de coûts était de mise parmi les adeptes de la méthode de capitalisation du coût entier, limitant fortement la comparaison des états financiers. Les définitions des centres de coûts s'étendaient d'une zone dans un pays, dans le groupement de pays ou encore au monde entier. De telles définitions permettaient aux sociétés d'exploiter des propriétés dont le coût capitalisé (par exemple, dans les régions ou pays où les coûts d'exploration ont été plus élevés) a excédé les bénéfices nets futurs parce que le montant net de recupération au niveau de l'entreprise, a dépassé le coût capitalisé net lorsque les bénéfices nets futurs des propriétés dans les régions ou les pays ayant des coûts bas sont inclus. Les notes d'orientation de l'I.C.C.A. requièrent que le centre de coûts d'une entreprise qui utilise la méthode de capitalisation du coût entier soit toutes les activités de l'entreprise qui se déroulent dans les limites géographiques d'un pays, avec un seul centre de coûts.

---

(1) Le test de plafonnement est utilisé pour limiter les coûts capitalisés qui pourraient être reportés et amortis d'après les revenus nets futurs. Le test comprend deux éléments: le test de plafonnement au niveau du centre de coûts, lequel compare dans chaque centre de coûts le montant dans lequel les propriétés sont capitalisées aux bénéfices nets futurs, y compris le coût des projets importants et les propriétés non prouvées. Tout excédent est radié sur le compte des dépenses engagées. Le deuxième élément est le test de plafonnement de l'entreprise, lequel compare pour l'ensemble des centres de coûts, la valeur comptable nette des propriétés moins les impôts sur le revenu reportés au montant final de récupération nette après impôt. Tout excédent est imputé entre les centres de coûts et les sommes radiées comme frais engagés après impôt. Les montants avant impôt à être radiés sont également déduits de la valeur comptable nette des propriétés et des impôts sur le revenu reportés.

La majorité des sociétés sous contrôle canadien utilisent la méthode de capitalisation du coût entier alors que les sociétés sous contrôle étranger au Canada utilisent habituellement la méthode de capitalisation de la recherche fructueuse. En 1986, les sociétés au Canada se servant de la méthode du coût entier ont été affectées par la chute des prix du pétrole brut et conséquemment par la réduction de la valeur des actifs qui en retour s'est reflétée sur les sommes radiées, conformément aux notes d'orientation de l'I.C.C.A.

ENTREPRISES ÉNERGÉTIQUES DÉCLARANTES

Aberford Resources Ltd.
AGIP Canada Ltd.
Alberta Energy Company Ltd.
Alberta Oil Sands Equity
Altana Exploration Company
Amerada Minerals Corporation of Canada Ltd.
American Eagle Petroleums Ltd.
American Trading and Production Corporation
Anadarko Petroleum Of Canada Ltd.
Anderson Exploration Ltd.
Asamera Inc.
AT&S Exploration Ltd.
ATCOR Ltd.
Barnwell Of Canada, Limited
Bonanza Oil and Gas Ltd.
Bow Valley Industries Limited
BP Canada Inc.
Bralorne Resources Limited
Canada Northwest Energy Limited
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Gas Company Limited
Canadian Occidental Petroleum Ltd.
Canadian Roxy Petroleum Ltd.
Canadian Superior Oil Ltd.
Canadian Worldwide Energy Limited
Carlyle Energy Ltd.
Champlin Canada Ltd.
* Chevron Canada Limited
Chevron Canada Resources Limited
Chevron Standard Limited
Chieftain Development Co. Ltd.
Columbia Gas Development Of Canada Ltd.
Compagnie Générale Électrique du Canada
Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
* Compagnie Pétrolière Impériale Limitée
Conwest Exploration Company Limited
Cooperative Energy Development Corporation
Coseka Resources Limited
Czar Resources Ltd.
DeKalb Petroleum Corporation
Denison Mines Limited
Diamond Shamrock Exploration Of Canada, Ltd.
Dome Petroleum Limited
Dorset Energy Corporation
Drummond Oil & Gas Ltd.
Dynamar Energy Limited
Dynex Petroleum Ltd.
Encor Energy Corporation Ltd.
Enron Oil Canada Ltd.
* Federated Co-operatives Limited
Forest Oil Corporation (Canada Division)
General American Oils, Ltd.
Gulf Canada Corporation
Hamilton Brothers Canadian Gas Company
Harvard International Resources Ltd.
Home Oil Company Ltd.
* Husky Oil Ltd.
Inter-City Gas Corporation
Inverness Petroleum Ltd.
* Irving Oil Limited
J.M. Huber Corporation
Kerr-McGee Corporation
Koch Exploration Canada, Ltd.
L'Énergie Canterra Ltée.
LL&E Canada Ltd.
Luscar Limited
Maligne Resources Limited
Mark Resources Inc.
Mobil Oil Canada, Ltd.
* Mohawk Oil Co. Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
North Canadian Oils Limited
Northcor Energy Ltd.
Novalta Resources Ltd.
Nova Scotia Resources Limited
Numac Oil & Gas Ltd.
Oakwood Petroleums Ltd.
Ocelot Industries Ltd.
Omega Hydrocarbons Ltd.
Onexco Oil & Gas Ltd.
Page Petroleum Ltd.
Paloma Petroleum Ltd.
Panarctic Oils Ltd.
PanCanadian Petroleum Limited
Parkland Industries Ltd.
Pembina Resources Limited
Pennzoil Petroleums Limited
* Petro-Canada Inc.
Petrorep (Canada) Ltd.
* Petrosar Limited
Placer CEGO Petroleum Ltd.
Poco Petroleums Ltd.
Precambrian Shield Resources Limited
Ranchmen's Resources Ltd.
Ranger Oil Limited
Renaissance Energy Ltd.
Ressources Énergétiques Norcen Limitée
Ressources Westmin Limitée
Roan Resources Limited
Saskatchewan Oil & Gas Corporation
Sceptre Resources Limited
* Shell Canada Limitée
Shell Explorer Limited
SOQUIP
Star Oil & Gas Ltd.
Sulbath Explorations Ltd.
Sulpetro Limited
* Suncor Inc.
TCPL Resources Ltd.
* Texaco Canada Inc.
Thomson Canada Petroleum Limited
Tintagel Energy Corporation
Total Petroleum (North America) Ltd.
Trans-Canada Resources Ltd.
Tricentrol Oils Limited
Trillium Exploration Corporation
Trilogy Resources Corporation
Tripet Resources Limited
* Turbo Resources Limited
* Ultramar Canada Inc.
Ultramar Oil and Gas Canada Limited
United Canso Oil & Gas Ltd.
Universal Explorations (83) Limited
Unocal Canada Ltd.
Voyager Energy Company
Wainoco Oil & Gas Limited
Webb International Minerals Inc.
Westar Petroleum Ltd.
Westburne Petroleum & Minerals Ltd.
Westcoast Petroleum Ltd.
Western Decalta Petroleum (1977) Limited

* Désigne les sociétés comprises dans le groupe 'Sociétés intégrées et raffineurs'.
Toutes les autres sociétés appartiennent à la catégorie des 'Producteurs de pétrole et de gaz'.